POTENCIAL DE

POLÍTICAS PÚBLICAS

NA VIABILIDADE DE

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

NO BRASIL



Vanderlei Affonso Martins

Atena
Editora
Ano 2023

POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL



Vanderlei Affonso Martins

Atena
Editora
Ano 2023

MULTIDISCIPLINAR

Editora chefe
Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira
Editora executiva
Natalia Oliveira
Assistente editorial
Flávia Roberta Barão
Bibliotecária
Janaina Ramos
Projeto gráfico
Camila Alves de Cremo
Ellen Andressa Kubisty
Luiza Alves Batista
Nataly Evilin Gayde
Thamires Camili Gayde
Imagens da capa
iStock
Edição de arte
Luiza Alves Batista

MULTIDISCIPLINAR

MULTIDISCIPLINAR

Potencial de políticas públicas na viabilidade de geração distribuída no Brasil

Diagramação: Camila Alves de Cremo
Correção: Maiara Ferreira
Indexação: Amanda Kelly da Costa Veiga
Revisão: O autor
Autor: Vanderlei Affonso Martins

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

M386 Martins, Vanderlei Affonso
Potencial de políticas públicas na viabilidade de geração distribuída no Brasil / Vanderlei Affonso Martins. – Ponta Grossa - PR: Atena, 2023.

Formato: PDF
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader
Modo de acesso: World Wide Web
Inclui bibliografia
ISBN 978-65-258-2073-6
DOI: https://doi.org/10.22533/at.ed.736231011

1. Política pública. I. Martins, Vanderlei Affonso. II. Título.

CDD 338.5

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná – Brasil
Telefone: +55 (42) 3323-5493
www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br

MULTIDISCIPLINAR

DECLARAÇÃO DO AUTOR

O autor desta obra: 1. Atesta não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao conteúdo publicado; 2. Declara que participou ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certifica que o texto publicado está completamente isento de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirma a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhece ter informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa; 6. Autoriza a edição da obra, que incluem os registros de ficha catalográfica, ISBN, DOI e demais indexadores, projeto visual e criação de capa, diagramação de miolo, assim como lançamento e divulgação da mesma conforme critérios da Atena Editora.

MULTIDISCIPLINAR

DECLARAÇÃO DA EDITORA

Com muito carinho em memória da minha mãe Neli Affonso Ramos, *"Viver é sempre dizer aos outros que eles são importantes. Que nós os amamos, porque um dia eles se vão e ficaremos com a impressão de que não amamos o suficiente."*

Chico Xavier

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao nosso mestre Jesus, aos bons espíritos e a uma grande energia positiva que fortaleceu meu coração com garra, coragem para chegar até aqui nos momentos que mais precisei, colocando luz no meu caminho para continuar com meus sonhos e não perder o rumo.

Minha companheira, minha general do exército, amiga, professora, educadora, mãe e hoje meu anjo da guarda, consegui continuar e concluir este mestrado apesar da tua ausência e de todas as dificuldades que enfrentei. Como você disse para mim uma vez, “é graças a esse general que você está aqui” e cada novo dia encaro como uma batalha que vou vencer, infelizmente, sem você. O amor que existe em nós é eterno, obrigado minha mãe.

Agradecer a minha madrinha tia Marília e tia Mariza sempre presentes e apoiando nesta jornada, todas as suas orações valeram a pena.

Entre esses amigos especiais, gostaria de agradecer aos meus amigos da turma do mestrado, compartilhamos de muitas dificuldades juntos, a todos que estiveram presentes no momento que mais precisei, oferecendo sempre suporte e grupos de estudo, muito obrigado!

Aos meus amigos Luan Santos, Larissa Albino e Mariana Weiss que compartilhamos juntos do mesmo projeto de pesquisa e estiveram sempre presentes comigo.

Agradecimento aos professores e funcionários do Colégio Estadual Raul Vidal que fizeram parte da minha educação pública de base, excelentes profissionais dedicados na luta pelo ensino de qualidade na escola do Estado. Obrigado pela transmissão de conhecimentos durante os 10 anos que estudei na instituição e minha eterna professora da alfabetização Tia Lídia que me ensinou as primeiras palavras.

Obrigado aos professores e funcionários da Universidade Federal Fluminense – Faculdade de Economia pelo apoio na minha formação como Economista e incentivo na vida acadêmica, especialmente para a professora Claude Cohen, que me preparou e apoiou nos momentos mais difíceis.

Agradecimento à professora Michelle Hallack que disponibilizou parte do seu tempo para se dedicar e avaliar esta dissertação de mestrado.

Obrigado aos professores do Programa de Planejamento Energético pelo conhecimento adquirido ao longo do mestrado e apoio nos momentos necessários. Em especial, agradecer meu orientador Amaro Pereira pelo desenvolvimento do tema deste trabalho comigo e apoio na minha vida acadêmica.

Aos excelentes funcionários do Programa de Planejamento Energético meu muito obrigado a uma pessoa chamada carinhosamente por todos de Sandrinha.

Agradeço a Maria Beatriz Medeiros, amiga que conheci durante o mestrado e trouxe boas oportunidades para minha carreira profissional na área de P&D.

“Quando o sol bater Na janela do teu quarto
Lembra e vê Que o caminho é um só.”
(*Legião Urbana)*

“Quando não houver saída Quando não houver mais solução
Ainda há de haver saída Nenhuma ideia vale uma vida Quando
não houver esperança Quando não restar nem ilusão Ainda há
de haver esperança
Em cada um de nós, algo de uma criança Enquanto houver sol,
enquanto houver sol
Ainda haverá.”
(*Titãs*)

“Eu vejo o futuro repetir o passado Eu vejo um museu de grandes
novidades
O tempo não pára Não pára, não, não para.”
(*Cazuza*)

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE GRÁFICOS

LISTA DE SIGLAS

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

BNDES – Banco Nacional Desenvolvimento Econômico e Social.

C.A. – Corrente Alternada.

C.C. – Corrente Contínua.

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis.

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais.

CESP – Companhia Energética de São Paulo.

CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica.

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.

CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária.

CPF – Cadastro de Pessoa Física.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association.

EVTE – Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica

FV – Fotovoltaica.

GD – Geração Distribuída.

GEE – Gases Efeito Estufa.

GW – Gigawatt.

GWh – Gigawatt hora.

ICMS – Imposto Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética.

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados.

kWh – Quilowatt-hora.

MW – Megawatt.

ONS – Operador Nacional do Sistema.

PIB – Produto Interno Bruto.

PIS – Programas de Integração Social.

PNE – Plano Nacional de Expansão.

PROCEL – Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica.

PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios.

PRODIST – Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

REN 21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

RGR – Reserva Global de Reversão.

RN – Resolução Normativa.

SIN – Sistema Interligado Nacional.

TIR – Taxa Interna de Retorno.

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo.

UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

VPL – Valor Presente Líquido.

WACC – Weighted Average Cost of Capital.

Wp – Watt-pico.

SUMÁRIO

RESUMO

ANÁLISE DO POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Diante da crescente necessidade energética mundial, dos elevados custos para transmissão de energia, das pressões para transição e constituição de uma economia de baixo carbono, emerge como opção o modelo de geração distribuída (GD) a partir de fontes renováveis. A partir de uma tendência mundial de microgeração descentralizada, onde os consumidores estão conectados à rede elétrica e usam esse sistema para negociar a sua autoprodução, em 2012 a ANEEL publicou a resolução 482 que regulamenta este modelo no Brasil. Contudo, há ainda diversos pontos a serem ajustados desta medida, tendo em vista que pouco se avançou na difusão dessa modalidade entre os consumidores. O objetivo deste trabalho está em propor mecanismos de estímulo a GD na ótica dos consumidores residenciais brasileiros, visando solucionar as barreiras existentes neste mercado. Para tal, foi realizada uma pesquisa exploratória sobre a experiência internacional e mecanismos adotados, bem como a conjuntura atual brasileira legislativa, tarifária e sobre recursos para financiamento, assim foi possível realizar uma análise de viabilidade técnico-econômica do projeto na ótica do consumidor residencial, propondo uma tarifa diferenciada, financiamento subsidiado e isenção de impostos. Assim, observou-se que a escassez de mecanismos para promoção da GD no Brasil eleva o custo desta tecnologia, o que motiva os consumidores a desistirem do projeto e colocar o seu capital em outros investimentos mais rentáveis.

ABSTRACT

ANALYSIS OF POTENTIAL PUBLIC POLICY IN DISTRIBUTED GENERATION OF FEASIBILITY IN BRAZIL

In the scenario of growing global energy demand, the high costs for power transmission, pressure for transition and establishment of a low carbon economy, emerges as an option called distributed generation model (GD) from renewable sources. From a global trend of decentralized micro where consumers are connected to the power grid and use this system to negotiate their self-production in 2012 ANEEL published Resolution 482 which governs this model in Brazil. However, there are still many points to be adjusted this measure, given that little progress has been made in the dissemination of this type among consumers. The objective of this work is to propose the GD incentive mechanisms in the view of Brazilian residential consumers, seeking to solve the existing barriers in this market. To this end, an exploratory research on international experience and adopted mechanisms was performed, and the legislative Brazilian current situation, tariff and about resources for financing, so it was possible to conduct a technical and economic feasibility analysis of the project from the viewpoint of residential customer, proposing a different rate, subsidized financing and tax exemptions. It was found that the lack of mechanisms for the promotion of GD in Brazil raises the cost of this technology, which motivates consumers to give up the project and put your capital in other more profitable investments.

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

No período de 2003 a 2013, o Brasil elevou o seu consumo de energia elétrica em 52%, passando de 401.484 GWh para 609.892 GWh. No mesmo período, o PIB do país apresentou expansão de 43%, assim pode-se dizer que o consumo de energia do país está mais acelerado em relação ao seu crescimento. Para acompanhar esta necessidade de expansão, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2013) prevê que o setor elétrico no país será responsável por R$ 269 bilhões em investimentos até 2021, sendo R$ 213 bilhões em geração e R$ 56 bilhões em transmissão. Estima-se que a capacidade de geração elétrica brasileira crescerá 57%, passando de 116,5 GW em 2011 para 182,4 GW em 2021.

Este não é um caso particular brasileiro, mas um fato que ocorre com os países em desenvolvimento (China, Índia, Rússia, Brasil, México, África do Sul), onde o consumo de energia quase dobrou e estima-se que nas próximas duas décadas poderá aumentar em torno de 100%. Junto desse robusto crescimento e expansão do setor elétrico, observa-se também o declínio da qualidade do ar urbano e a forte degradação do solo e das águas, tendo em vista que os combustíveis fósseis representam 78% da oferta de energia mundial e 69% na geração de energia elétrica (HINRICHS, 2011; REN21, 2013; EPE 2014).

Diferentemente dos outros países emergentes, o Brasil possui um papel de destaque em seu planejamento energético, pois em média 81% da oferta total de energia elétrica brasileira é garantida por centrais hidrelétricas, o que torna a sua matriz mais renovável. Contudo, tendo em vista a recente crise hídrica estabelecida no país, com baixos índices nos reservatórios do sistema brasileiro, surge um novo paradigma energético com base hidrotérmica, de acordo com Plano Nacional de Expansão de Energia 2050 - PNE 2050. Segundo a EPE (2014), até 2050 as térmicas assumirão um papel relevante que vai além do fornecimento de energia elétrica para os picos do sistema, algumas já estão operando na base. Esse fator impacta diretamente as tarifas de energia, que no longo prazo tendem a subir em função da necessidade de se recorrer à termoelétricas com maior frequência e contribui para diminuir a participação de energias renováveis da matriz energética do país.

Além do impacto da maior introdução das térmicas para as tarifas de energia do setor elétrico, o Brasil apresenta boa parte de sua geração provida por grandes centrais hidrelétricas, situadas em longas distâncias dos centros de distribuição, o que gera necessidade de altos investimentos no setor de transmissão. Esse fator impacta diretamente as tarifas de energia, que no longo prazo tendem a subir em função das longas distâncias percorridas até o centro de carga, elevando as perdas técnicas de energia ao longo deste processo.

Existe mais um fato que implica no aumento das tarifas, que diz respeito às perdas comerciais de energia no setor elétrico brasileiro, segundo o Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (PROCEL, 2011) o furto chega a 40 milhões de kWh

(significa 83,3% do consumido com energia elétrica em Portugal no ano de 2007) ou US$ 2,8 bilhões (o equivalente a 16,1% do que foi distribuído pelo programa bolsa família em 2011), sendo os consumidores (indústrias, residências e comércio) responsáveis por 22 milhões de kWh por ano.

Sabendo do robusto crescimento de energia elétrica do país na última década, da necessidade de altos custos de investimento no setor de geração e transmissão para atender esta demanda, da crise nos reservatórios das hidrelétricas e o maior uso de termoelétricas que utilizam combustível fóssil, do alto custo das tarifas de eletricidade de todo país provocadas pelo uso prolongado dessas térmicas, pelas perdas técnicas e comerciais na transmissão e distribuição, todos esses são aspectos que contribuem para incentivar e justificar a necessidade de uma análise para implementação de políticas públicas na expansão de uma nova tecnologia, já largamente utilizada no cenário internacional: a operação de geração distribuída (GD)[1].

A tecnologia de geração distribuída era somente utilizada no Brasil para o fornecimento de energia elétrica em sistemas isolados, localidades que não possuem acesso ao sistema interligado nacional, contudo esse fato mudou em 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica criou a resolução normativa 482. Esta medida possibilitou a implantação no país de sistemas de geração de energia descentralizados e conectados à rede da distribuidora local, onde estabeleceu as regras de conexão à rede para os consumidores com microgeração - até 100kW - e minigeração - de 100kW a 1MW- (ANEEL, 2012).

No caso da microgeração distribuída, sua geração é realizada no ponto de consumo final ou nas suas proximidades, o que torna esta operação relevante e necessária como alternativa frente as opções de geração convencionais. Ainda sobre as formas de expansão da capacidade instalada do sistema, o Brasil tem como característica um longo período necessário à realização de novos empreendimentos de grande porte, nesse sentido a GD contribui para descentralizar a operação do setor elétrico, favorecendo a distribuição geográfica da operação, além de prazos mais rápidos de construção e instalação da tecnologia. Este fato implica também no aumento da confiabilidade, na flexibilidade de operação e na maior disponibilidade de energia para os consumidores finais, graças a menor dependência de longas linhas de transmissão para o seu fornecimento, consequentemente, menores índices de perdas técnicas.

O próprio governo já percebeu as vantagens inerentes a instalação da Geração Distribuída. Segundo o PNE 2050, existirá uma mudança no atual modelo energético brasileiro, além da base hidrotérmica predominante através da geração centralizada, também estará presente a geração em menor escala de forma descentralizada e associada ao consumidor final, pela necessidade de garantir a implementação de capacidade adicional, em curto prazo e com custos competitivos (EPE, 2014).

1 Para melhor análise e discussão de todos os aspectos positivos citados pela operação de Geração Distribuída, deve-se analisar os custos envolvidos em cada caso particular.

Deve-se ressaltar que essa forma de microgeração que está inserida no estudo da EPE deve contribuir para manter o diferencial renovável da matriz brasileira. A resolução 482 que introduziu esta modalidade no país resolveu este problema na própria legislação, onde está previsto que todos os projetos de GD deverão ser oriundos de recursos renováveis (solar, eólica e biomassa), ou seja, um dos pilares deste tipo de projeto está na preocupação com meio ambiente. Assim, cabe ressaltar que a GD a partir de fontes renováveis tornou-se um requisito fundamental para evitar o aumento no número de emissões de poluentes nos grandes centros urbanos e melhorar o aproveitamento dos recursos naturais do país.

Ainda sobre a questão ambiental, as oportunidades de mitigação atingem além da qualidade do ar urbano, também impactam a preservação do solo, da vegetação, da água e outros relacionados à menor necessidade de construção de linhas de transmissão e de grandes empreendimentos para geração (LORA E HADDAD, 2006).

Em 2006 já era observada e discutida essa questão na visão dos autores Lora e Haddad (2006), que resumidamente pode-se dizer que nos aspectos ambientais existem três grandes motivadores da GD:

1. Como a resolução 482 da ANEEL prevê que a microgeração esteja baseada em recursos renováveis, logo o incremento de GD na matriz energética brasileira contribui para o abatimento das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) e as políticas internacionais para mudanças climáticas que o Brasil deve seguir.

2. Diminui os conflitos com grupos indígenas e órgãos ambientais que protegem áreas como a região amazônica, pois há diminuição no ritmo de expansão dos empreendimentos elétricos e postergação na necessidade de investimento em usinas de grande porte e linhas de transmissão.

3. O maior uso da GD incentiva a alocação eficaz dos recursos renováveis e sua maior participação no planejamento energético, além disso como a geração está mais próxima da residência, de forma descentralizada, há melhorias com a eficiência energética.

Além da questão ambiental, para o pleno desenvolvimento desta microgeração distribuída renovável no país, existem oportunidades para a sociedade e para o setor elétrico que devem ser bem determinadas e assim estruturados os retornos socioeconômicos dessa medida.

Segundo Rodríguez (2002), há maior desenvolvimento socioeconômico das regiões que incentivaram esta tecnologia, destacam-se o aumento no uso dos recursos disponíveis na localidade, necessidade de novas empresas para atendimento da nova demanda, a geração de empregos e especialização da mão-de-obra neste segmento. No que diz respeito ao bem-estar social, a GD pode diminuir a exclusão energética e influenciar na melhoria significativa da qualidade do fornecimento em localidades que não são bem atendidas pela distribuidora local. O mesmo vale para serviços prioritários como hospitais, aeroportos, domicílios com pessoas doentes e outros que podem continuar sendo atendidos de forma

mais eficiente a partir de GD (CONGENRIO, 2014).

Segundo Lora e Haddad (2006), com relação a sociedade de forma geral e a conjuntura brasileira energética, podem ser destacados quatro benefícios diretos:

1. Como a GD não depende de linhas de transmissão para chegar até o consumidor e tampouco do fornecimento da distribuidora, observa-se aumento na qualidade e confiança do sistema de distribuição, tendo em vista que esta tecnologia não sofre com falhas na transmissão e não depende de uma distribuidora.

2. Após o pagamento da instalação do projeto, a energia elétrica gerada pelo consumidor tem custo inferior à disponibilizada pelas empresas distribuidoras, tendo em vista que o seu fornecimento depende apenas de recursos renováveis sem custos adicionais ao sistema gerador.

3. Esta tecnologia contribui para o desenvolvimento socioeconômico das regiões onde será inserida, pois uma nova atividade econômica gera emprego, renda e desenvolve a indústria de equipamentos associadas a GD.

4. Além dos benefícios nacionais, a promoção da GD e regulação deste setor atraem potenciais investidores internacionais, bem como capital externo de países onde esta tecnologia já possui uma curva de aprendizado mais elevada.

Além das questões sociais e ambientais, a GD contribui para direcionar o setor elétrico brasileiro, melhora a previsão de expansão da demanda e colabora para minimizar riscos nos erros do planejamento energético nacional. Com a introdução do gerador distribuído pelos consumidores, ele pode ser utilizado para ajustar a previsão de demanda das distribuidoras mais facilmente, pois as unidades de microgeração são rapidamente instaladas junto as concessionárias locais, mais flexíveis e com menores burocracias frente as gerações de grande porte (RODRIGUES; BORGES; FALCÃO, 2007).

Com relação ao setor elétrico, Rodrigues, Borges e Falcão (2007) apontam quatro argumentos que mostram as motivações para o desenvolvimento da GD e como a sua aplicação pode favorecer o desempenho do SIN – Sistema Interligado Nacional:

1. Os custos e necessidades de investimentos no setor de transmissão são reduzidos com a entrada da microgeração descentralizada no país.

2. Além da transmissão, o setor de geração de energia elétrica pode postergar seus investimentos em novos empreendimentos.

3. A entrada da GD na matriz energética propicia um planejamento energético mais dinâmico, com elevação do indicador de confiança sobre o fornecimento da energia com a entrada de fontes renováveis, diminuindo a dependência dos vetores hidrotérmicos, o que reduz o risco de déficit do setor elétrico.

4. Com relação a transmissão de energia no Brasil, as grandes linhas precisam manter seus valores de tensão, a GD nesse sentido permite ganhos de eficiência e reduz a instabilidade de tensão.

Após analisadas as motivações e oportunidades para o desenvolvimento da

microgeração a partir de fontes renováveis, deve-se destacar que o governo brasileiro sinalizou através do PNE 2050, que esta será uma tecnologia com uma grande curva de penetração. Nas projeções da EPE (2014), a geração distribuída solar fotovoltaica deve desempenhar papel importante no atendimento à demanda elétrica nacional nas próximas décadas. A potência estimada é capaz de gerar quase 12 GW médios ao final do ano 2050, oque corresponde a 5,7% da projeção da demanda total de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional. Esta parcela de atendimento à demanda está em linha com algumas projeções internacionais, onde 6,5% da geração total de energia mundial seja via fotovoltaica distribuída em 2050.

Apesar da GD fotovoltaica apresentar diversos benefícios, a sua implementação no cenário brasileiro ainda necessita superar algumas barreiras pelos agentes econômicos, relacionadas principalmente aos custos e políticas de implementação, que inflam os investimentos finais desta tecnologia e a tornam pouco atrativa na ótica dos consumidores residenciais.

Pode-se dizer que esta dissertação trata de um assunto recente no Brasil, em ritmo acelerado de desenvolvimento no mundo como um todo. No âmbito internacional, as operações com geração distribuída foram bastante estimuladas estão na sua grande maioria aplicações residenciais e comerciais, principalmente no Japão, Estados Unidos, Alemanha, Itália e outros países da Europa (NAVIGANT CONSULTING, 2010).

Dessa forma, o objetivo deste trabalho está em propor mecanismos de estímulo à GD para os consumidores residenciais brasileiros, visando apontar soluções para as barreiras existentes neste mercado.

Para apontar soluções para estas barreiras será realizada uma pesquisa exploratória e análise dos instrumentos de promoção das fontes renováveis e GD no cenário internacional, uma revisão sobre como evoluíram as experiências internacionais na implementação desses mecanismos e a conjuntura do Brasil neste contexto, no que diz respeito à legislação vigente, modelo tarifário e formas de financiamento. Depois de realizadas estas análises, serão sugeridas e testadas propostas para integralizar um modelo comercial de GD na ótica do consumidor residencial a partir de um estudo de viabilidade técnico-econômica para projeto fotovoltaico em uma residência.

Assim, esta dissertação ficou dividida em 5 capítulos da seguinte forma:

Neste capítulo 1 introdutório, serão introduzidas as considerações iniciais sobre o tema, motivações, o objetivo da realização deste trabalho, a justificativa, aspectos metodológicos e a estrutura deste trabalho.

No capítulo 2, serão apresentados os conceitos, aplicações e tipos de microgerações existentes no Brasil, com foco na GD fotovoltaica que é a mais difundida entre os consumidores.

O capítulo 3 tem como objetivo apresentar os mecanismos de promoção à GD, para isso, serão listados os principais mecanismos usados internacionalmente para difundir

esta tecnologia, um resumo das experiências de alguns países que adotaram o mesmo mecanismo que o Brasil conhecido como net-metering e o contexto brasileiro para GD, no que diz respeito à legislação vigente, estrutura tarifária atual e opções de financiamento disponíveis.

A partir do capítulo 4, a discussão estará centrada nas propostas que poderão ser implementadas para viabilizar um modelo comercial de GD na ótica do consumidor residencial, inspiradas em experiências internacionais e simuladas a partir de um estudo de viabilidade técnico-econômica (EVTE) para esta tecnologia. Dessa forma, serão apresentados diferentes cenários de retorno do investimento da GD e comparação com a aplicação do recurso do projeto em investimentos disponíveis no mercado, para cada proposta elaborada nesta dissertação.

Já no capítulo 5, concluirá esta dissertação revelando qual o impacto das medidas apresentadas no capítulo 4, o nível de conhecimento dos consumidores residenciais sobre o tema e apresentará os principais pontos em que o Brasil precisa evoluir, na comparação com as experiências de outros países, além de apontar oportunidades de estudos futuros nesta temática.

CAPÍTULO 2 - A GERAÇÃO DISTRUBUÍDA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS NO BRASIL: CONCEITOS, TIPOS DE GERAÇÃO E APLICAÇÕES

A Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores independente da potência, tecnologia e fonte de energia, contudo no caso desta dissertação serão abordadas apenas fontes renováveis. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. A GD tem vantagem sobre a geração central, pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica (INEE, 2014).

O conceito de GD segundo Malfa (2002) pode ser definido como a geração do tipo não planejada e despachada de modo centralizado, pois não existe um órgão regulador ou controlador que comande as ações das unidades com este tipo de geração descentralizada.

Além disso, a versão atualizada do manual para o PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) - criado pela resolução normativa 345 da ANEEL em 2008 - foi alterada em 2012 e conta com uma definição e procedimentos para GD. Neste documento, a GD pode ser entendida como a produção de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou mediante instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas ou não pelo ONS – Operador Nacional do Sistema (ANEEL, 2012).

Além do PRODIST, a GD já tinha sido citada pela legislação brasileira no artigo 14 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Este decreto explica que a geração distribuída é a produção de energia elétrica originada dos investimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto os empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW e alguns empreendimentos termelétricos, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75% (setenta e cinco por cento). Porém, termelétricas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não são limitados por esse percentual (BRASIL, 2004).

A exceção para as usinas hidrelétricas - com potência instalada maior que 30 MW como destacada acima – ocorre porque a partir deste valor as usinas não são mais consideradas de pequeno porte, pois a operação hidráulica passa a causar maior impacto na operação das outras usinas existentes, programadas e despachadas centralizadamente (ONS, 2009).

Com relação às termelétricas, a restrição apresentada tem em vista melhor regular a comercialização da energia elétrica gerada no ACR - Ambiente de Contratação Regulada.

Na Resolução Normativa (RN) nº 228, de 25 de julho de 2006, fica claro que as tecnologias de termelétricas existentes atualmente com geração pura de eletricidade (ou seja, sem cogeração) não atingem eficiência energética superior a 75%. Assim, atendendo a algumas sugestões recebidas de agentes do setor elétrico, a RN visa estabelecer requisitos mais elaborados e mais coerentes que atendam a critérios de racionalidade energética, para certificar centrais termelétricas como Geração Distribuída (ANEEL, 2006).

De acordo com Lora e Haddad (2006), a classificação do tipo de geração estará em função da potência instalada. Dessa forma, as microgerações são as responsáveis pela produção de até 5 kW, as pequenas de 5 MW a 50 MW e as grandes de 50 MW a 300 MW, valores estes que levam em consideração a realidade americana.

Existem diversas definições com relação ao conceito de GD, de acordo com Ackermann *et al.* (2001), todas têm um mesmo ponto em comum: este tipo de geração tem como característica uma fonte conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor final.

A partir do conceito de geração distribuída, pode-se dizer que esta tecnologia será responsável pela maior estabilidade e inteligência ao sistema, contribuindo para o desenvolvimento das futuras cidades inteligentes. A GD proporciona aumento nos níveis de confiança, economia e qualidade ambiental, graças à introdução de novas técnicas de geração descentralizada a partir de fontes renováveis (LORA e HADDAD, 2006).

A implementação da GD está baseada em geradores isolados, conectados à rede elétrica, próximos aos pontos de consumo e estão em variados níveis de tensão. Estes fatores podem gerar alguns conflitos no sistema, incentivando as concessionárias de energia a realizarem políticas com restrições nas conexões deste tipo (FALCÃO, 2009).

A microgeração emerge como opção em momentos que a geração de energia de um país fica fragilizada, passando por uma situação de crise em seu planejamento. No contexto internacional, há casos da Alemanha e Japão com problemas nucleares, como exemplo o acidente de Fukushima, o que motivou esses países a adotarem políticas para a microgeração solar e eólica.

O Brasil passa por um momento de crise hídrica com nível abaixo da normalidade dos reservatórios das hidrelétricas, tendo a necessidade de ativar as suas termoelétricas que possuem custo variável elevado. Além disso, há especulações sobre crise hídrica e necessidade de economia de água, que é o combustível das hidrelétricas. Nesse sentido, a microgeração vem sendo repensada pelas autoridades governamentais e agência reguladora de energia elétrica ANEEL e formas de incentivar essa geração descentralizada complementar ao sistema brasileiro.

1 | GERAÇÃO CONECTADA À REDE (ON-GRID) E ISOLADA DA REDE (OFF-GRID).

As gerações distribuídas podem ser classificadas em duas formas: aquelas que operam de forma isolada da rede ou conectada à rede da distribuidora local.

Até o ano de 2012 no Brasil, a aplicação da tecnologia GD pelos consumidores era apenas observada em zonas rurais, isoladas, localidades com baixas densidades demográficas e distantes das redes de distribuição, usada com a finalidade de garantir o acesso à eletricidade, como pode ser observada na Figura 1 (BRASIL, 2009).

Sobre esse modelo de geração descentralizada de energia, costuma ser chamado de sistemas isolados ou off-grid e podem ser observados em duas aplicações. Como exemplo da primeira aplicação, considera-se um sistema fotovoltaico (FV) e o uso de baterias para acúmulo de energia durante as horas em que há sol, posteriormente essa energia será utilizada nas horas que não há produção pelo sistema. A segunda forma de aplicação da geração off-grid ocorre pelo uso dedicado da energia advinda do sistema FV, considerando a simultaneidade entre o consumo e a produção de energia, dispensando o uso de baterias neste caso (LORA e HADDAD, 2006).



Figura 1 – Instalação fotovoltaica em geração desconectada da rede na região Amazônica.

Fonte: Programa Luz para Todos, Eletrobrás, 2014.

Outro tipo de GD para o uso da energia ocorre na modalidade conectada à rede ou mais conhecida na literatura internacional como on-grid, onde os consumidores estão conectados e injetando energia na rede de distribuição. No mundo, esta tecnologia vem

sendo amplamente utilizada, já no Brasil ela tem sido considerada com maior frequência após a Resolução Normativa 482, que regulamenta a microgeração e minigeração distribuída e a instalação destes sistemas conectados a rede de energia elétrica. Esta resolução permite aos consumidores das concessionárias gerarem eletricidade e utilizar a rede como meio de armazenamento, o que reduz o custo de investimento com banco de baterias. Estes sistemas de energia são observados em locais com políticas de incentivos oferecidas aos consumidores que desejam produzir sua própria energia, como ocorre na Alemanha, na Espanha, nos Estados Unidos, na Austrália e outros países (ANEEL, 2012).

2 I MICROGERAÇÃO PARA GD.

Após três anos da criação e implementação da resolução 482 da ANEEL em 2012, a utilização da microgeração de energia no Brasil na modalidade conectada à rede ainda está longe do desejado. Segundo pesquisa realizada pela ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, entre 67,3 milhões de consumidores residenciais, existem apenas 167 consumidores que injetam energia na rede elétrica, 17 aguardando a ligação, 44 em fase de projeto e 36 que devem informações complementares à distribuidora para finalizar o processo (ABRADEE, 2014).

No total, existem atualmente no país apenas 167 microgeradores conectados à rede, sendo que destes: 145 são solares, 17 eólicos, 3 biomassa e 2 híbridos (solar e eólico). Apesar de ainda ser um número pequeno, a ANEEL (2014a) destaca que a tendência é a expansão, conforme Gráfico 1.

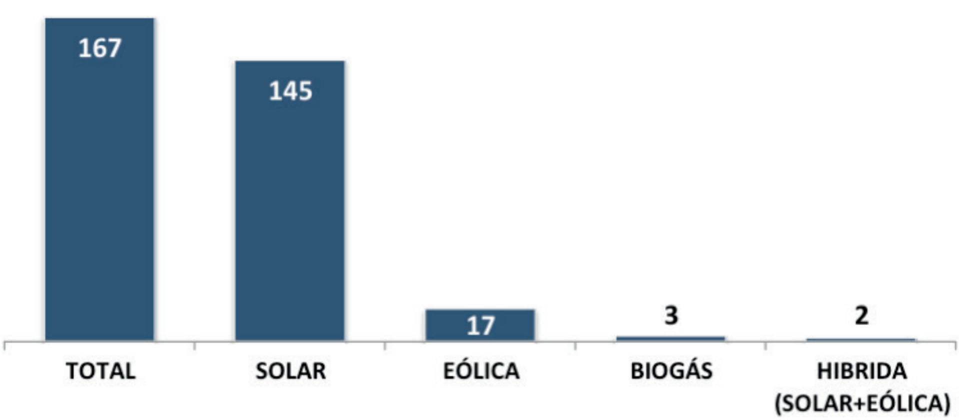


Gráfico 1– Número de conexões de Geração Distribuída por tipo de fonte no Brasil em 2014.

Fonte: ANEEL, 2014a.

Passados pouco mais de dois anos após a aprovação da resolução, a ANEEL (2014a) apontou através de pesquisa realizada com os consumidores que instalaram

sistemas microgeradores em suas propriedades que 87,5% deles optaram pelo sistema fotovoltaico, 10,0% eólico, 1,7% hibrida e 0,8% biogás, vide Gráfico 2.

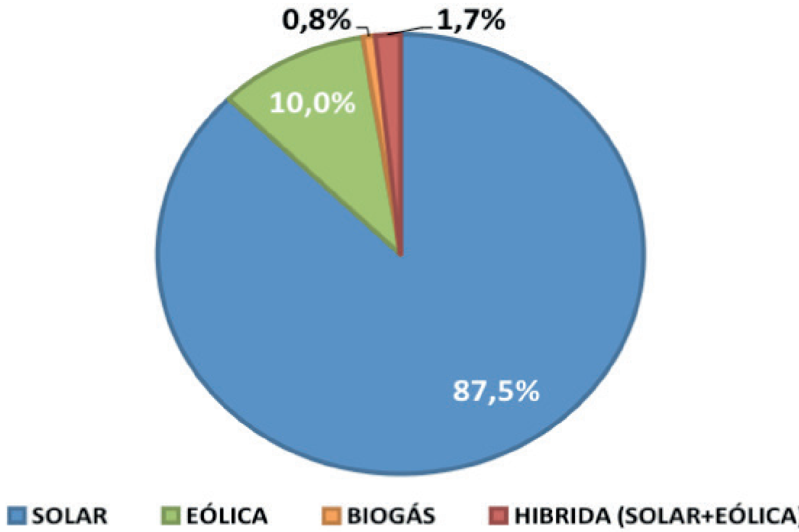


Gráfico 2 – Participação das fontes renováveis na geração distribuída conectada à rede desde 2012 pela resolução 482.

Fonte: ANEEL, 2014a.

A ANEEL (2014a) não tinha metas para esse tipo de geração quando lançou a resolução 482, ou seja, não existia um número ideal de ligações ao sistema pré-estabelecidos, diferentemente de países como Índia, Chile e Estados Unidos que as empresas de energia elétrica têm metas a cumprir com relação ao número de domicílios conectados e participação de fontes renováveis na sua distribuição. Mesmo com a ausência de metas para microgeração, a agência reguladora prevê que a curva para o número de conexões ao sistema tende a ser ascendente.

Ainda sobre a pesquisa de opinião da ANEEL (2014a), entre todos os consumidores que instalaram a GD pela resolução 482, 45% afirmaram que instalaram microgeração principalmente para ajudar no desenvolvimento sustentável do planeta, outros 29% buscaram essa opção devido a possíveis retornos financeiros e 19% o fizeram por trabalharem com o setor de energias renováveis como tecnologia para o futuro, os dados estão no Gráfico 3.

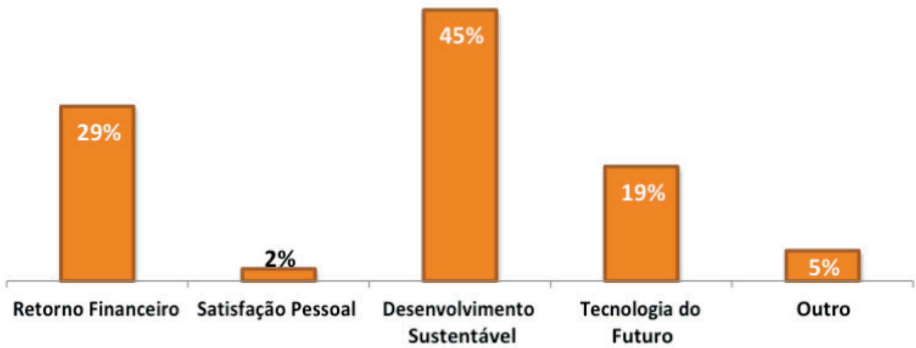


Gráfico 3 – Pesquisa referente à motivação dos consumidores para instalar a Geração Distribuída com a resolução 482 da ANEEL.

Fonte: ANEEL, 2014a.

Como observado nos Gráfico 1 e Gráfico 2, a maior parte dos investimentos na microgeração residencial está voltada para tecnologia fotovoltaica, sendo a mais difundida entre os consumidores. Este fato é explicado pela pesquisa realizada pelo Greenpeace (2013), cerca de 9 em cada 10 brasileiros nas principais capitais brasileiras conhece como primeira opção a microgeração solar. Em segundo lugar ficou a eólica, vale destacar também, que poucas são as pessoas que conhecem as possibilidades de re(uso) da biomassa como fonte de microgeração no Brasil – vide Gráfico 4.

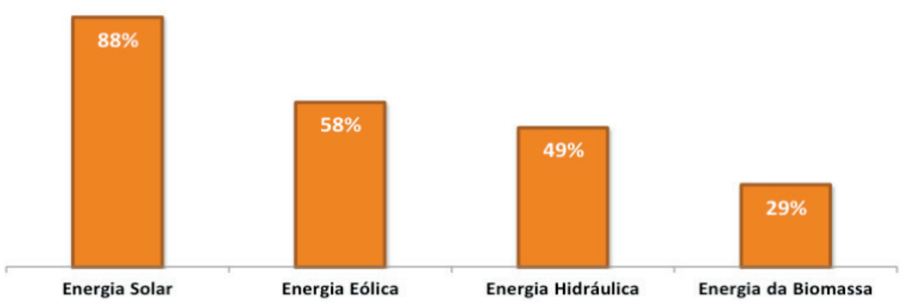


Gráfico 4 – Pesquisa referente ao conhecimento dos tipos de microgeração existentes pela população brasileira.

Fonte: GREENPEACE, 2013.

Outro fator indicador da geração distribuída fotovoltaica ser predominante são as compras internacionais brasileiras. A partir de uma análise das importações entre as duas fontes mais difundidas, solar e eólica – vide Tabela 1 e Tabela 2, a primeira apresenta 30 parceiros comerciais internacionalmente, enquanto a segunda possui apenas 20 países envolvidos. No

que diz respeito ao número de equipamentos comprados, o volume para a tecnologia solar é bem expressivo na comparação com a eólica, somente em 2014 o Brasil importou 318.262 componentes solares, enquanto para eólica o patamar foi de 1.421 importações.

PAÍSES	2015**	2014	2013	2012*	2011	2010
CHINA	14.999	195.882	213.432	180.540	74.076	28.956
HONG KONG	2.024	4.066	37.896	746	123	511
CINGAPURA	720	8.008	13.896	0	2	0
MÉXICO	560	52.710	11.200	5.261	3.723	70
PORTUGAL	194	14.688	970	885	718	455
ITÁLIA	25	7.497	8.899	298	139	29
REINO UNIDO	0	27.172	0	37.935	12.250	4
ESPANHA	0	3.069	0	725	819	95
ALEMANHA	0	2.367	0	470	1.828	2.546
ESTADOS UNIDOS	0	1.208	0	936	3.762	3.721
COREIA DO SUL	0	679	0	4.610	3.329	3
CANADÁ	0	384	0	25	21	2
TAIWAN	0	240	0	20.046	0	100
ISRAEL	0	176	0	15	7	359
FRANÇA	0	111	0	0	0	1.806
ÍNDIA	0	5	0	1	0	0
JAPÃO	0	0	0	2.096	13.468	8.768
GRÉCIA	0	0	0	23	31	0
SUÍÇA	0	0	0	18	10	70
SUÉCIA	0	0	0	10	3	37
MALÁSIA	0	0	0	5	0	0
BÉLGICA	0	0	0	2	56	0
ARGENTINA	0	0	0	0	78	0
AUSTRÁLIA	0	0	0	0	3	8
ÁUSTRIA	0	0	0	0	2	0
DINAMARCA	0	0	0	0	1	0
INDONÉSIA	0	0	0	0	0	2.479
COREIA DO NORTE	0	0	0	0	0	100
PAÍSES BAIXOS	0	0	0	0	0	2
HUNGRIA	0	0	0	0	0	0
TOTAL IMPORTADO	18.522	318.262	286.293	254.647	114.449	50.121

* Lançamento da Medida Provisória 482 pela ANEEL.

** Dados até janeiro de 2015.

Tabela 1 - Número de importações brasileiras de equipamentos fotovoltaicos para instalação de geração distribuída por país, no período de 2015-2010.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do sistema ALICEWEB, 2015.

Com estes dados, pode-se observar que a indústria de GD fotovoltaica brasileira ainda depende de tecnologia internacional. Verificou-se também que após a criação da medida provisória 482 pela ANEEL, elevaram-se as compras desses equipamentos, com crescimento de aproximadamente 13% e 11% para os anos de 2013 e 2014, respectivamente. Cabe dizer que a China é líder nas exportações destes componentes para o Brasil desde 2010, a Alemanha perdeu espaço para concorrentes como México, Cingapura, Itália e Portugal, países que têm avançado suas agendas na temática e direcionado suas pesquisas nesta tecnologia.

PAÍSES	2015**	2014	2013	2012*	2011	2010
ESTADOS UNIDOS	15	740	616	723	752	262
CHINA	7	569	102	1.226	86	79
ÍNDIA	0	43	0	35	50	94
ESPANHA	0	39	43	630	97	112
ALEMANHA	0	14	6	161	385	36
DINAMARCA	0	11	155	12	22	0
CANADÁ	0	2	0	40	0	0
BÉLGICA	0	2	0	0	0	0
PORTUGAL	0	1	0	4	0	0
ITÁLIA	0	0	42	36	1	5
TURQUIA	0	0	30	0	0	0
MÉXICO	0	0	1	1	0	0
PAÍSES BAIXOS	0	0	0	2	2	0
ÁUSTRIA	0	0	0	1	0	0
TAIWAN	0	0	0	1	0	0
NOVA ZELÂNDIA	0	0	0	1	0	0
HONG KONG	0	0	0	0	7	0
CINGAPURA	0	0	0	0	1	0
REINO UNIDO	0	0	0	0	0	8
COREIA DO SUL	0	0	0	0	0	4
TOTAL IMPORTADO	22	1.421	995	2.873	1.403	600

* Lançamento da Medida Provisória 482 pela ANEEL.

** Dados até janeiro de 2015.

Tabela 2 – Número de importações brasileiras de equipamentos eólicos para instalação de geração distribuída por país, no período de 2015-2010

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do sistema ALICEWEB, 2015.

Com relação à importação de equipamentos eólicos para geração distribuída, cabe destacar que estão no topo da lista Estados Unidos e China, contudo com números bastante

inferiores na comparação com a tecnologia solar. A partir desse fato, pode-se dizer que a indústria internacional de equipamentos eólicos ainda é fechada, com uma tecnologia mais complexa e ainda não tanto difundida para a microgeração residencial.

Dessa forma, foi escolhido como estudo de caso a microgeração distribuída solar nos estudos de viabilidade técnico-econômica do capítulo 4 e a seguir no item 2.3 será estudada um pouco mais esse tipo de tecnologia.

3 I MICROGERAÇÃO SOLAR.

Cerca de 10% da demanda total de energia e quase ¼ da demanda de eletricidade é direcionada pelo setor residencial brasileiro. No Brasil, o uso de sistemas fotovoltaicos para atender a demanda deste setor concentra-se em sistemas isolados, que somente foram viabilizados graças a programas federais como o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM)[1] e posteriormente o Luz Para Todos[2]. No entanto, desde o ano de 2012, foi possibilitada a inserção de sistemas conectados à rede, através da resolução 482 da ANEEL (EPE, 2014).

Além disso, sabe-se que a indústria focada em equipamentos fotovoltaica é recente, existem ganhos de escala e eficiência para serem conquistados ao longo dos próximos anos. A curva de aprendizado deste segmento envolve o processo de manufatura da matéria prima até a fabricação dos componentes, além da necessidade de capacitar a mão de obra com formação qualificada para atender a demanda de toda cadeia produtiva, que envolve alta tecnologia e pesquisa.

De acordo com EPE (2014), os preços dos componentes da microgeração solar tendem a diminuir graças à evolução tecnológica e dos ganhos de escala, o que permitirá os consumidores decidirem entre a instalação do sistema fotovoltaico no telhado da sua residência para uma geração descentralizada ou comprar energia da concessionária local.

Outro ponto que favorece a inserção da microgeração solar residencial está na análise dos recursos naturais, o Brasil destaca-se pelos altos níveis de radiação solar por todo país, a região brasileira com mais baixo índice de radiação pode ser comparada a melhor localidade para instalação fotovoltaica na Alemanha. Além disso, existem significativas reservas de Silício com boa qualidade, o Brasil é o quarto maior produtor de Silício no nível denominado grau metalúrgico, primeira etapa da produção do Silício grau solar ou grau eletrônico, produto de alto valor agregado para a indústria FV (ABINEE, 2012).

Segundo a ABINEE (2012), essas informações apresentadas e as mudanças no cenário mundial e nacional, direcionam a indústria, o governo, as empresas e os consumidores para oportunidades neste segmento, além da reavaliação do grau de

1 O PRODEEM é um programa do Governo Federal instituído em 1994 para atender às localidades isoladas.

2 Instituído pelo Decreto nº. 4.873 de 11 de novembro de 2003, o Programa Luz para Todos tem como objetivo tornar o acesso universal ao serviço público de energia elétrica, principalmente, para parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não possui acesso a esse serviço público.

investimentos e prioridades sobre a energia solar fotovoltaica no Brasil ao longo dos próximos anos.

Destaque para a seguinte análise realizada no estudo da organização (EPIA, 2012) European Photovoltaic Industry Association– Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016:

> "Nos últimos 10 anos, a tecnologia fotovoltaica tem mostrado potencial para tornar-se uma das fontes de eletricidade predominantes no mundo – com um crescimento robusto e contínuo mesmo em tempos de crise financeira e econômica. Espera-se que esse crescimento continue nos anos seguintes, respaldado pela conscientização das vantagens da energia fotovoltaica. No final de 2009, a capacidade instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos era de aproximadamente 23 GW, um ano depois era de 40 GW. Em 2011, mais de 69 GW estão instalados no mundo, podendo produzir 85 TWh de eletricidade a cada ano. Esse volume de energia é suficiente para abastecer a necessidade anual de mais de 20 milhões de casas." (EPIA – Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016 – maio de 2012, p. 11.)

Segundo a ABRADE (2014), tendo em vista as estimativas de pesquisas mais recentes, o Brasil possui uma capacidade instalada acumulada de sistemas FV até o final de 2013, aproximadamente 31,5 MW instalados no país, sendo 30 MW em sistemas não conectados à rede e 1,5 MW conectados. Com esse dado fica evidente que a energia solar fotovoltaica ainda não está sendo considerada adequadamente no nosso planejamento energético.

De acordo com a EPE (2014), apenas os domicílios mais ricos farão a instalação da GD solar em suas residências, tendo em vista o alto custo de investimento neste projeto. Contudo, a alta radiação solar brasileira contribui para ganhos de escala neste tipo de microgeração focados no atendimento domiciliar e deverá ser a principal alternativa para o consumidor que deseje gerar sua própria energia de acordo com o Plano Nacional de Expansão da Energia no horizonte de 2050. Assim, com a perspectiva deste incremento, deve-se calcular o potencial e participação desta geração descentralizada no atendimento do SIN. Na tabela 3, foi inserido o número total de domicílios urbanos no Brasil, bem como esse número em suas grandes regiões e unidades federativas. A partir dessa informação e sabendo que somente domicílios mais ricos do país vão aderir esta tecnologia inicialmente, consideraram-se como aptas para o projeto as residências situadas nas faixas a partir de 10 salários mínimos e mais de 30 salários mínimos, bem como a sua participação no total brasileiro, por região e UF.

PAÍS, UF e REGIÃO	NÚMERO DE DOMICÍLIOS URBANOS			
	TOTAL	ENTRE 10 E MAIS DE 30 SALÁRIOS MÍNIMOS	%	POTENCIAL ANUAL DE GERAÇÃO SOLAR (GWh)
BRASIL	**49.228.253**	**5.432.829**	**11,04%**	**24.447,73**
REGIÃO NORTE	**3.014.175**	**251.269**	**8,34%**	**1.130,71**
RONDÔNIA	339.947	31.243	9,19%	140,59
ACRE	144.510	12.216	8,45%	54,97
AMAZONAS	658.834	60.056	9,12%	270,25
RORAIMA	92.332	10.352	11,21%	46,58
PARÁ	1.320.854	95.406	7,22%	429,33
AMAPÁ	141.226	16.187	11,46%	72,84
TOCANTINS	316.472	25.808	8,15%	116,14
REGIÃO NORDESTE	**11.199.667**	**726.126**	**6,48%**	**3.267,57**
MARANHÃO	1.074.438	58.736	5,47%	264,31
PIAUÍ	568.461	36.050	6,34%	162,23
CEARÁ	1.809.210	111.485	6,16%	501,68
RIO GRANDE DO NORTE	712.360	57.196	8,03%	257,38
PARAÍBA	829.654	52.479	6,33%	236,16
PERNAMBUCO	2.091.313	136.902	6,55%	616,06
ALAGOAS	638.062	39.184	6,14%	176,33
SERGIPE	442.071	36.019	8,15%	162,09
BAHIA	3.034.097	198.075	6,53%	891,34
REGIÃO SUDESTE	**23.539.733**	**3.022.378**	**12,84%**	**13.600,70**
MINAS GERAIS	5.187.383	482.117	9,29%	2.169,53
ESPÍRITO SANTO	928.491	104.160	11,22%	468,72
RIO DE JANEIRO	5.079.905	672.204	13,23%	3.024,92
SÃO PAULO	12.343.954	1.763.896	14,29%	7.937,53
REGIÃO SUL	**7.615.578**	**911.057**	**11,96%**	**4.099,76**
PARANÁ	2.839.385	331.410	11,67%	1.491,35
SANTA CATARINA	1.691.822	218.896	12,94%	985,03
RIO GRANDE DO SUL	3.084.370	360.752	11,70%	1.623,38
REGIÃO CENTRO-OESTE	**3.859.100**	**522.001**	**13,53%**	**2.349,00**
MATO GROSSO DO SUL	655.052	67.925	10,37%	305,66
MATO GROSSO	755.059	73.507	9,74%	330,78
GOIÁS	1.698.143	157.543	9,28%	708,94
DISTRITO FEDERAL	750.847	223.025	29,70%	1.003,61

Tabela 3 – Número total de domicílios urbanos, número total de domicílios urbanos entre 10 e mais de 30 salários mínimos, participação em relação ao total de domicílios e potencial de geração solar anual em GWh.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do IBGE, 2010 e RADIASOL, 2014.

Graças aos dados apresentados na tabela 3 e com apoio do software Radiasol[3] para obtenção dos níveis de radiação brasileiros, foi encontrado um valor médio de geração anual de energia residencial fotovoltaica no patamar de 4.500 kWh ano, baseado em um sistema com uma média de 3.500 Wp. Assim, pode-se estimar o potencial para cada domicilio nas diferentes regiões do Brasil, resultando em 24.447 GWh por ano a partir de GD fotovoltaica. Esse potencial corresponde a 19,8% do total inserido por termoelétricas convencionais no SIN em 2014, equivalente também a 31,8% do total gerado pela usina de Itaipu para o sistema elétrico no mesmo período (ONS, 2014).

Na comparação com a usina hidrelétrica de Ilha Solteira que fica no Rio Paraná sobre concessão da CESP em São Paulo, ela tem uma capacidade de 3.444 MW, caso a usina opere o ano todo em plena capacidade, há um potencial de geração de 30.169 GWh e a geração distribuída fotovoltaica estimada no Brasil corresponde a 81% desse valor.

Como observado na análise da Tabela 3, os maiores potenciais da FV estão nos estados das regiões Sul e Sudeste. Esse fato pode ser corroborado na apresentação dos dados da Tabela 4 logo abaixo, onde são analisadas as compras internacionais de equipamentos fotovoltaicos para instalação de microgeração residencial no Brasil, nesta análise os 6 maiores estados importadores de tecnologia FV são das regiões Sul e Sudeste que também apresentam o maior número de potenciais domicílios que podem aderir este tipo de tecnologia. A única exceção é o estado do Espírito Santo, que não está no topo da lista e também apresenta baixo potencial de penetração conforme visto na Tabela 3.

Após a publicação da resolução 482, com expectativa de disseminação da microgeração solar residencial, as compras de equipamentos fotovoltaicos em todos os estados com maiores potenciais aumentaram, o que indica sinalização da indústria em direção a esta tecnologia– vide Tabela 4. Além desses estados, outros como Pernambuco e Ceará aumentaram as importações desses equipamentos a partir de 2012, na comparação com anos anteriores.

3 O software RADIASOL foi desenvolvido pelo laboratório de energia solar da UFRGS e utiliza internamente modelos matemáticos disponíveis na literatura. Os cálculos são realizados através de modelos que determinam o efeito da inclinação da superfície receptora e da anisotropia da radiação solar em seus componentes de forma direta e difusa. O usuário pode selecionar o modelo de distribuição da radiação e obterá na tela, imediatamente, um conjunto de dados adicionais na forma de tabelas ou gráficos. Curvas ou tabelas podem ser exportadas através da área de transferência do Windows para outros aplicativos, onde poderão ser utilizadas para cálculos em projetos ou para apresentação de relatórios. Mais informações em http://www.solar.ufrgs.br/#softwares.

ESTADOS	2015**	2014	2013	2012*	2011	2010
SÃO PAULO	$ 680.896	$ 8.276.117	$ 6.937.725	$ 3.164.868	$ 2.404.506	$ 1.322.744
SANTA CATARINA	$ 307.413	$ 1.523.700	$ 5.469.198	$ 781.898	$ 105.333	$ 65.085
RIO DE JANEIRO	$ 151.915	$ 4.886.386	$ 3.881.943	$ 2.099.319	$ 3.398.588	$ 4.193.980
MINAS GERAIS	$ 112.917	$ 1.212.149	$ 1.141.930	$ 654.523	$ 364.609	$ 429.283
RIO GRANDE DO SUL	$ 90.209	$ 820.839	$ 763.961	$ 594.559	$ 451.066	$ 319.096
PARANÁ	$ 79.209	$ 941.991	$ 851.161	$ 676.663	$ 509.227	$ 191.484
MARANHÃO	$ 69.498	$ 142.768	$ 7.476	$ -	$ -	$ -
CEARÁ	$ -	$ 587.835	$ 221.509	$ 242	$ 1.873.926	$ 32.227
PERNAMBUCO	$ -	$ 442.450	$ 1.024.802	$ 24.742	$ 16.428	$ 43.260
MATO GROSSO DO SUL	$ -	$ 228.798	$ 107.101	$ 79.960	$ 7.398	$ 42.100
BAHIA	$ -	$ 228.017	$ 812.882	$ 1.546	$ -	$ 206.600
GOIÁS	$ -	$ 158.601	$ 11.359	$ 579.272	$ 9.524	$ 13.119
PARAÍBA	$ -	$ 68.006	$ 220.394	$ -	$ 11.776	$ -
ALAGOAS	$ -	$ 45.115	$ 43.195	$ 427.054	$ 6.927	$ -
AMAZONAS	$ -	$ 23.974	$ 527	$ 28.578	$ 80.707	$ 15.104
ESPÍRITO SANTO	$ -	$ 18.906	$ 30.655	$ 25.324	$ 27.638	$ 5.062
TOCANTINS	$ -	$ 9.521	$ -	$ -	$ -	$ -
PIAUÍ	$ -	$ 6.512	$ -	$ -	$ -	$ -
PARÁ	$ -	$ 1.711	$ 3.427	$ 114	$ -	$ -
NÃO DECLARADO	$ -	$ 1.385	$ 18.082	$ 2.710	$ -	$ 200
RONDÔNIA	$ -	$ 1.333	$ -	$ 5.978	$ 39.699	$ -
SERGIPE	$ -	$ -	$ 7.413	$ -	$ -	$ -
DISTRITO FEDERAL	$ -	$ -	$ 2.350	$ 14.331	$ 19.514	$ 19.513
AMAPÁ	$ -	$ -	$ -	$ 2.988	$ 16.766	$ -
RIO GRANDE DO NORTE	$ -	$ -	$ -	$ -	$ 3.849	$ -
MATO GROSSO	$ -	$ -	$ -	$ -	$ 363	$ -
TOTAL IMPORTADO	$ 1.492. 057	$ 19. 626. 114	$ 21. 557. 090	$ 9.164.669	$ 9.347.844	$ 6.898.857

* Lançamento da Medida Provisória 482 pela ANEEL.

** Dados até janeiro de 2015.

Tabela 4 – Importações brasileiras de equipamentos fotovoltaicos para instalação de geração distribuída por estado brasileiro, no período de 2015-2010, em dólares americanos.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do sistema ALICEWEB, 2015.

Dessa forma, pode-se dizer que há grandes expectativas do mercado e dos institutos de pesquisa com relação ao aumento da participação da geração distribuída baseada em tecnologia fotovoltaica no planejamento energético brasileiro para os próximos anos.

CAPÍTULO 3 – MECANISMOS PARA PROMOÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para extrair os melhores resultados possíveis nesta dissertação, este capítulo discutirá as principais barreiras do mercado de geração distribuída na ótica do consumidor residencial, e analisará os mecanismos internacionais para promoção da GD e as experiências de países como Chile, Estados Unidos, Espanha, Índia, Itália e Japão. A partir desses apontamentos, será estudada a conjuntura brasileira no que diz respeito a estrutura legislativa, tarifária e formas de financiamento para microgeração e as deficiências existentes. Todos esses aspectos servirão de subsídios para no capítulo 4 apresentar soluções para as diversas barreiras existentes na viabilização da geração distribuída para os consumidores residenciais.

1 I PRINCIPAIS BARREIRAS PARA GD NO BRASIL.

Em um estudo elaborado pela CEMIG (2012), foram identificadas 10 principais barreiras para o consumidor residencial que deseja instalar a microgeração distribuída solar, elas foram classificadas em 3 níveis de intensidade: alta, média e baixa. No Gráfico 5, a barreira mais alta destacada foi o custo de instalação do projeto e em seguida, apontamentos como tecnologia imatura no Brasil, retorno do investimento demorado, dificuldades para conseguir linhas de financiamento, sistema tecnológico complexo e confuso para pessoas mais leigas e outros. Destaque importante deve ser dado para a barreira que diz sobre poucos sistemas em operação, segundo a Macroplan (2012), os brasileiros têm maior aversão a riscos, apenas realizam investimentos em determinada tecnologia quando o mercado internacional já possui uma curva de penetração elevada, no momento que outros consumidores pioneiros já realizaram a instalação e já estão operando nacionalmente.

Outro fator relevante, diz respeito à qualidade do serviço oferecido de GD citado apenas como uma barreira baixa. Neste caso, conforme verificado no Gráfico 5, o consumidor mostra-se muito mais preocupado com o custo do projeto e o tempo de retorno do investimento, fato que será analisado nas propostas para um modelo comercial mais viável na ótica do consumidor no capítulo 4, principalmente, como tentativa de mostrar como essa barreira pode ser superada.

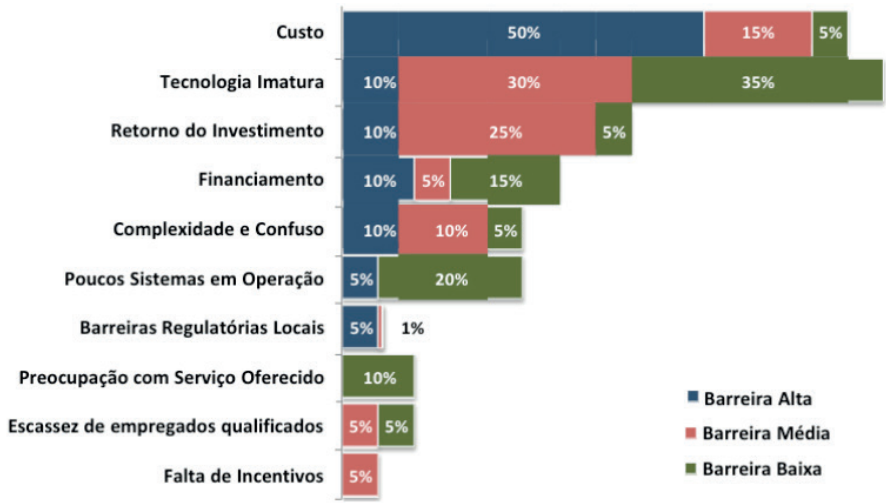


Gráfico 5 – Os 10 principais obstáculos apontados pelos consumidores com relação à introdução da GD no Brasil nivelados por barreira alta, média e baixa.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de CEMIG, 2012.

Dessa forma, pode-se dizer que dentro de uma interpretação do gráfico 5 na teoria econômica, as barreiras podem ser classificadas em 3 principais:

i. Barreiras Financeiras: Custo, Retorno do Investimento e Financiamento.

ii. Barreiras Institucionais e Regulatórias: Complexidade e Confuso, Poucos Sistemas em Operação, Barreiras Regulatórias Locais e Tecnologia Imatura.

iii. Barreiras Comerciais: Preocupação com Serviço Oferecido, Escassez de empregados qualificados e Falta de Incentivos.

Assim, a partir dessas informações apresentadas no Gráfico 5, pode-se dizer resumidamente que as principais barreiras apontadas na percepção do consumidor são:

1. O investimento inicial elevado, ou seja, o custo de instalação da GD na rede elétrica que é de responsabilidade do consumidor.

2. Variação da tarifa com relação a energia injetada na rede, de acordo com a sua produção mensal.

3. Longo período para amortizar os investimentos para instalação do sistema;

4. Falta de incentivos fiscais para os domicílios que optam pela microgeração solar, principalmente, pelo cunho sustentável e pela contribuição para manter a matriz energética do país renovável.

Além dessas barreiras apontadas, existem outras importantes a serem enfrentadas pelo setor elétrico brasileiro ligadas as empresas distribuidoras:

1. Ainda existem dúvidas sobre o papel da concessionária na realização da conexão da residência geradora com a rede elétrica. No caso de um consumidor

independente, a distribuidora de energia pode ser apenas transportadora e não compradora da energia que é injetada na rede;

2. Pela difusão das instalações de GD e crescimento da demanda desse mercado, o setor elétrico poderá passar por maior instabilidade na rede, tendo em vista a questão da intermitência das fontes renováveis.

3. O item 2 gera elevado grau de complexidade nos procedimentos e na execução de manutenções, medidas de segurança e planejamento do sistema.

4. O aumento das instalações da GD pode reduzir o fator de utilização das distribuidoras, caso não seja sugerida nenhuma política econômica, possível aumento no preço médio de fornecimento da energia elétrica.

5. Este item está relacionado ao 4 e podem ocorrer déficits nas contas das geradoras, transmissoras e distribuidoras, afetados pelo largo número de microgerações.

Outras diversas barreiras apontadas como grande entrave pelos consumidores residenciais está na questão financeira que é altamente impactada pela cobrança abusiva de impostos, como o pagamento de ICMS na compensação da energia. De acordo com o conceito de net-metering que será visto neste capítulo, o cálculo do retorno financeiro do investimento em GD deveria ser contabilizado através do saldo líquido de energia da residência, o total consumido deduzido do total gerado. Porém, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica trabalham com o convênio com o CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) que orienta a cobrança de ICMS para toda energia consumida pelos consumidores residenciais. Assim, destaca-se um problema público-fiscal onde o consumidor, ao invés de ser tributado somente pela energia de fato utilizada e acaba pagando imposto sobre a sua microgeração.

A EPE (2014) afirma que já estão sendo analisadas formas de evitar esta cobrança, pois a medida reduz os investimentos em GD no país e ainda nada foi realizado para mudar esta posição no cenário nacional. Alguns estados da federação já possuem medidas próprias para tentar resolver o problema, Tocantins e Minas Gerais anunciaram em 2014 o fim da tributação sobre a compensação de energia elétrica nos cinco anos iniciais do investimento.

Segundo dados da ABRADEE (2014), o ICMS tem um custo em média de 25% sobre as tarifas das concessionárias distribuidoras de energia.

Além do ICMS, ainda há necessidade de outros incentivos fiscais, neste capítulo serão destacadas as iniciativas de diversos países nesse sentido para maior penetração da GD na matriz energética. A EPE (2014) também sugere algumas outras medidas fiscais, entre elas o financiamento com menores taxas, incentivo no imposto de renda dos consumidores e incentivo fiscal nos equipamentos para instalação e montagem da geração distribuída.

Sobre o imposto de renda, a EPE (2014) sugere dedução na declaração em até

30% sobre o investimento realizado, podendo ser abatido durante dois anos. Algumas simulações aumentaram esse tempo de dedução para cinco anos com desconto regressivo sobre o imposto de renda.

No que diz respeito à isenção de impostos para os equipamentos de operação da GD a partir de FV, destaca-se que desde 1997 o CONFAZ estabeleceu que nenhum estado da federação poderá recolher ICMS sobre módulos fotovoltaicos, contudo esta medida não atende outros equipamentos necessários na instalação, como inversores de frequência e medidores (ERWES et al, 2012).

De acordo com Erwes *et al.* (2012), apenas a isenção do ICMS para módulos FV torna o processo insuficiente de estímulo a GD, outros impostos federais e municipais incidem sobre equipamentos e serviços, destacados na tabela 5.

IMPOSTOS	II*	IPI	ICMS**	PIS	COFINS
Módulo FV	12%	0%	0%	1.65%	7.6%
Inversor	14%	15%	17%	1.65%	8.6%
Medidor	14%	15%	17%	1.65%	8.6%

* Impostos Importação.

** Média dos estados.

Tabela 5 – Peso dos impostos sobre o preço dos equipamentos para operação da GD fotovoltaica no Brasil.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de Erwes *et al*, 2012.

Com a exclusão do ICMS, o custo com impostos para operar a GD segundo o autor chega a 21% em função dos impostos de importação, PIS e COFINS. Sabendo de todas as barreiras, torna-se necessário o desenvolvimento e aplicação de mecanismos de promoção da GD a partir de fontes renováveis para tornar esta microgeração competitiva no território nacional.

2 | MECANISMOS DE PROMOÇÃO DA GD.

Existem algumas políticas adotadas para estimular a Geração Distribuída, bem como a inserção de fontes renováveis na matriz energética por diferentes países, cada um adota uma estratégia peculiar, mas que seguem uma tendência de equilíbrio entre instrumentos de mercado e instrumentos públicos. Essas políticas serão explicadas abaixo e após essa explanação, serão mapeadas e inseridas numa tabela, apontando as diferentes estratégias adotadas pelos países, além de mostrar como o Brasil está inserido neste contexto.

Apesar de serem definidos e direcionados pelo governo, os instrumentos de mercado dependem mais da conjuntura dos agentes econômicos para seu funcionamento, pois têm como principal característica a menor influência nos preços, na concorrência e no sistema de livre mercado (PPE/COPPE/LIMA, 2014).

A seguir serão citados 5mecanismos de mercado que já foram adotados em alguns países:

i. Feed-in Tariff ou Feed-in Premium: segundo o IEDI/FGV (2010) esse método permite que o produtor possa vender a energia por ele produzida a um preço fixo determinado por contrato para um período de tempo fixado em anos. O valor de pagamento pela energia para o produtor pode ser independente, o caso das tarifas feed-in ou dependente, caso das tarifas Premium feed-in, em relação ao valor praticado no mercado pelas empresas de energia. Esse instrumento é considerado por Komor (2004) como política efetiva, mas não eficiente, apesar de permitir aumentar a capacidade energética consideravelmente, ele é considerado uma forma regressiva de tributação (no caso de fotovoltaico residencial (NELSON *et al.*, 2011), distribuindo os custos entre a sociedade enquanto que beneficia economicamente somente os proprietários de sistemas fotovoltaicos (BYRNES *et al.*, 2013).

ii. Renewable Portfolio Standard (RPS):também chamado de "Sistema de Cotas" ou "Renewable Obligations", definem uma meta "política" obrigatória para a quantidade de energias renováveis e deixam o mercado encontrar a forma mais econômica para alcançar o objetivo que é a definição do preço (ABINEE, 2012; KOMOR, 2004). Geralmente se dá na forma de percentual mínimo obrigatório que o sistema deve produzir advindo de renováveis.

iii. Certificados comercializáveis: também chamados de "Certificados verdes" ou "Certificados renováveis negociáveis", são essencialmente instrumentos que contabilizam e rentabilizam os atributos ambientais das fontes renováveis (KOMOR, 2004), podem ser trocados ou comercializados num mercado de energia e facilitam o cumprimento das metas do sistema de quotas. São bastante complexos em conceito e execução.

iv. Net-Metering: sistema de compensação que incentiva o consumo de algum tipo de energia renovável (sistemas fotovoltaicos, por exemplo), que consiste na injeção à rede do excesso de eletricidade gerado pelo consumidor, usualmente através de créditos em kWh que pode ser creditado na conta de luz do mês posterior sem limites (ABINEE, 2012).

Além dos instrumentos de mercado, serão apresentadas as políticas que formam os instrumentos públicos, como o próprio nome sugere, o governo é mais ativo, sendo ele quem executa de fato os incentivos e tem papel de difusor da tecnologia. A seguir serão destacadas 6 formas de estimular a inserção de fontes renováveis baseadas em instrumentos públicos.

i. Empréstimos ou financiamento público: quando o governo concede empréstimos e financiamento a projetos ligados a energias renováveis, estes empréstimos, geralmente, possuem taxas de juros mais atrativas do que as normalmente aplicadas no mercado (IEDI/FGV, 2010).

ii. Incentivos fiscais: tornam, economicamente, mais atraentes os projetos com energias renováveis já que possibilitam a redução parcial ou total dos impostos

cobrados, por exemplo, através de créditos fiscais (IEDI/FGV, 2010).

iii. Leilões públicos de energia renovável: são realizados leilões públicos para compra de energia renovável a um preço e por um período de tempo determinados (IEDI/FGV, 2010).

iv. Pagamento por produção de energia renovável: redução do imposto devido e/ou créditos fiscais proporcionais à quantidade de energia renovável produzida por uma empresa (IEDI/FGV, 2010).

v. Subsídios de custo de capital: subsídios em parte ou todo o custo de um projeto em energias renováveis, o governo pode entrar como investidor direto da obra em esquemas de parcerias público-privadas (IEDI/FGV, 2010).

vi. Subsídios e outros incentivos para P&D e capital: o governo oferece verbas para financiar projetos de pesquisa e demonstração de tecnologias, também podem ser criadas bolsas de pesquisa especiais, buscando incentivar o ensino e a qualificação de mão de obra especializada (IEDI/FGV, 2010).

Na Tabela 6, foram inseridos todos esses mecanismos de promoção da GD, separados em duas colunas referentes aos instrumentos de mercado e públicos, em países selecionados. O critério de seleção dos países teve como base o instrumento de net-metering que foi o adotado no Brasil, dessa forma, estarão presentes na Tabela 6 todos os países que possuem net-metering em suas políticas. Assim, poderá ser analisado o conjunto de medidas adotadas internacionalmente e qual o contexto brasileiro nesse segmento.

Além da seleção de países, foram inseridos na tabela os 5 estados brasileiros que possuem medidas próprias para estimular a microgeração fotovoltaica, independente da política nacional brasileira. Pode-se dizer que esses estados foram os primeiros a realizar incentivos fiscais como redução do ICMS e outros impostos com objetivo de aumentar este tipo de geração na matriz energética.

No que diz respeito ao cenário internacional da Tabela 6, destaque para dois países da América do Sul na implementação de políticas para estimular a GD, Chile e Uruguai, que adotaram essas medidas em períodos anteriores ao brasileiro. No Chile e Uruguai além do net-metering, há presença de um sistema de cotas para o primeiro e tarifa feed-in no caso do segundo.

Cabe destacar também que há uma variedade de países com a política de net-metering, além de adotarem outras estratégias para complementar esta política. Assim, no item 3.3 deste capítulo, serão apresentadas algumas experiências internacionais no desenvolvimento do net-metering e seus impactos para a sociedade, economia e indústria de seus países.

PAÍSES	INSTRUMENTOS DE TRANSMISSÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS									
	INSTRUMENTOS DE MERCADO				INSTRUMENTOS PÚBLICOS					
	TARIFA FEED-IN	SISTEMA DE COTAS	CERTIFICADOS COMERCIALIZÁVEIS	NET MEETEING (**)	EMPRÉSTIMOS PÚBLICOS	INCENTIVOS FISCAIS	LEILÕES DE ENERGIA RENOVÁVEL	PAGAMENTO PELA PRODUÇÃO	SUBSÍDIOS PARA CUSTOS DE CAPITAL	OUTROS INCENTIVOS PARA P&D E CAPITAL
AFRICA DO SUL		X		X	X	X			X	
ALBANIA	X	X	X	X	X	X	X		X	X
BÉLGICA		X	X	X	X	X			X	
BRASIL				**X**	**X**	**X**	**X**			**X**
CEARÁ				**X**		**X**			**X**	
PERNAMBUCO				**X**		**X**	**X**		**X**	
RIO GRANDE DO NORTE				**X**		**X**			**X**	
TOCANTINS				**X**		**X**				
MINAS GERAIS				**X**		**X**				
CANADÁ	X	X		X						
CHILE		X		X	X	X	X	X	X	
COREIA DO SUL		X	X	X	X	X	X		X	X
COSTA RICA				X				X		
DINAMARCA	X		X	X	X	X			X	X
EGITO				X		X			X	
ESPANHA			X	X	X	X			X	
ESTADOS UNIDOS	(*)	(*)	(*)	(*)	X	X	(*)	X	X	X
FILIPINAS	X	X		X	X	X	X	X	X	X
GRÉCIA	X			X	X	X			X	
GUATEMALA				X		X		X		
HONDURAS	X			X		X			X	
ÍNDIA	(*)	(*)	X	X	X	X		X	X	
ITÁLIA	X	X	X	X	X	X	X		X	X
JAMAICA				X		X			X	
JAPÃO	X	X	X	X	X	X			X	
MÉXICO				X	X	X	X			

PANAMÁ				X		X		X	X	
PAQUISTÃO	X			X	X					
REP. DOMINICANA	X			X		X			X	
SINGAPURA				X			X		X	
SÍRIA	X			X		X				
SRI LANCA	X	X		X	X	X		X	X	
UCRÂNIA	X			X	X	X			X	
URUGUAI	X			X	X	X		X	X	X

(*) Algumas regiões destes países apresentam estes instrumentos, mas não é difundida em todo território. (**) Lançado pela resolução 482 da ANEEL no Brasil com limitações.

Tabela 6 – Instrumentos de mercado e públicos para promoção da GD e fontes renováveis em países selecionados e Brasil.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de REN21, 2014; CEMIG, 2012; PPE/COPPE/LIMA, 2014.

3 I EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS NA IMPLEMENTAÇÃO DA GD.

De acordo com Lora e Haddad (2006) e algumas evidências abordadas nos capítulos anteriores, a operação de GD a partir das fontes renováveis tem se mantido como uma das tecnologias de geração de eletricidade que mais cresceu no mundo, no que diz respeito ao desenvolvimento tecnológico e investimentos.

A redução nos custos de equipamentos, as novas tecnologias, o grande e crescente interesse dos investidores e uma forte política de incentivos à geração a partir de fontes mais limpas explicam este movimento. Neste capítulo serão apresentadas as políticas de incentivos adotadas por alguns países selecionados e os impactos destas políticas sobre a demanda e como foi o desenvolvimento da microgeração (LORA e HADDAD, 2006).

Os países que compõem a União Europeia respondem pela maior participação na geração mundial de energia elétrica a partir de GD com base em tecnologia renovável. Alemanha e Itália são os maiores atores na indústria fotovoltaica. De acordo com o Global Status Report em Energia Renovável da Renewable Energy Policy Network for the 21st Century - REN21 (2014), a Alemanha e Itália representam os maiores investimentos na indústria fotovoltaica nos três últimos anos. Além da Europa, estão no ranking de maiores investimentos em fontes renováveis países como Japão, Estados Unidos e China, que ao mesmo tempo são países com grande parte da matriz energética baseada em combustíveis não renováveis.

Em diversos países do mundo, observa-se criação de programas para incentivara indústria de GD, com o objetivo de alcançar o ótimo de produção, necessário para competir com outros vetores de geração de eletricidade. Dentre as motivações principais para criação dos programas, podem ser citados: a independência energética, o domínio tecnológico e a redução das emissões de gases do efeito estufa.

No Gráfico 6 a seguir, será apresentado um conjunto de países e como está a

participação da GD em relação ao total gerado por cada um, assim pode-se estabelecer um ranking com os principais atores internacionais no assunto e posicionar o Brasil neste contexto na comparação com o mundo. Destaque para os países da União Europeia no topo do ranking, o Chile com o maior percentual entre os países da América Latina, Estados Unidos com percentual pequeno na comparação com China.

Além disso, destaque para Índia, África do Sul, México, Uruguai e Uganda que possuem percentuais maiores frente ao Brasil.

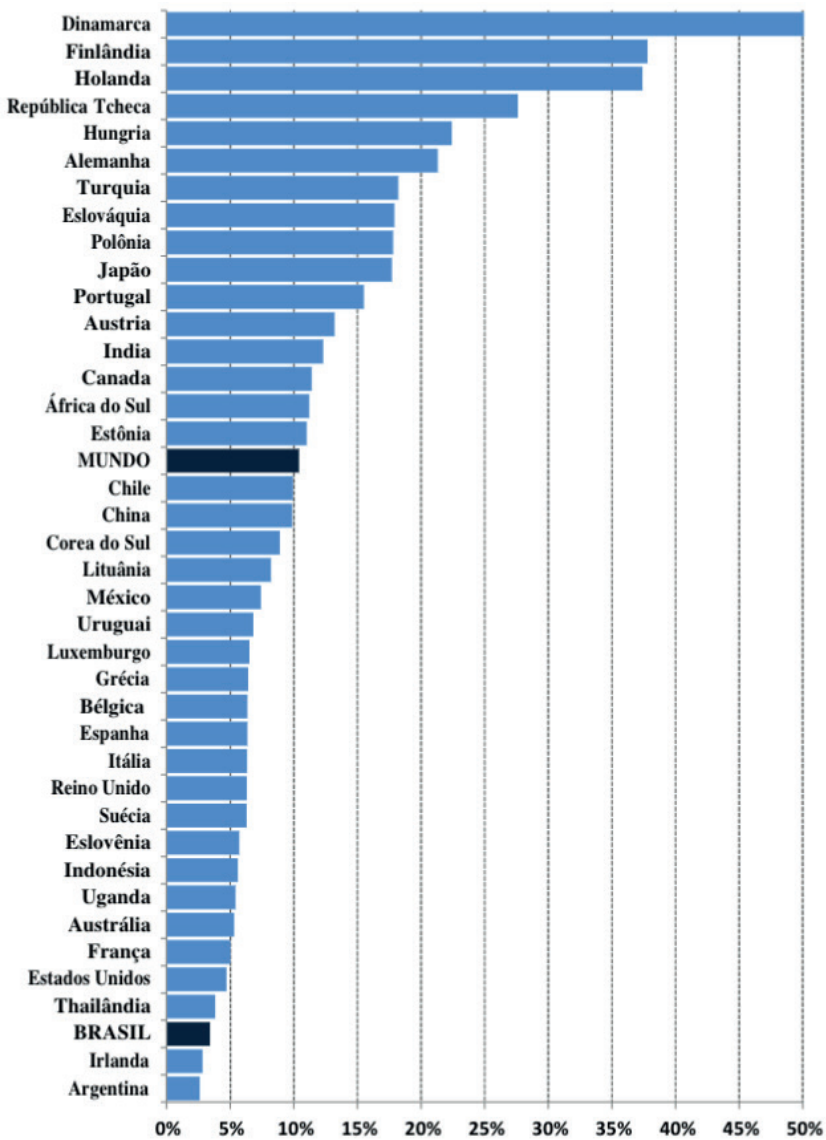


Gráfico 6 – Participação percentual da GD com relação à geração total de energia em cada país selecionado no ano de 2014.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de REN21, 2014.

Serão apresentados com mais detalhes apenas alguns países (Chile, Estados Unidos, Espanha, Índia, Itália e Japão) que implementaram o mecanismo adotado pelo Brasil net-metering e como foi a adoção de suas políticas.

3.1 Chile[1].

O Chile foi o país sulamericano pioneiro no que diz respeito às energias renováveis – exceto para geração hidrelétrica –, que foram estimuladas por um par de leis chamadas Lei Curta I (lei Nº 19.940) e Lei Curta II (lei Nº 20.018), promulgadas em2004-2005, após uma crise energética provocada por um corte de abastecimento do gás natural argentino. Embora não tenham como foco nenhuma forma particular de produção de energia, essas leis regulam o setor elétrico e facilitam a introdução de energias renováveis não convencionais no mercado.

A Lei Curta I isenta de custos de transmissão os geradores de energia inferiores a 9 MW de capacidade. Ela também permite que os clientes livres comprem energia de empresas que não estejam necessariamente em sua zona, aumentando a competitividade da geração e o incentivo na mesma. Outra coisa que ela determina é que qualquer controvérsia surgida entre empresas, ou entre as mesmas e o governo deve ser resolvida por um painel de especialistas no assunto, composto de técnicos na área de energia, capazes de encontrar uma solução para a questão.

Em seguida, foi lançada a Lei Curta II que complementou a Lei Curta I, ela estabeleceu um sistema de licitações de fornecimento, em que as empresas de distribuição ficam obrigadas a comprar "blocos" de energia das empresas geradoras. As licitações também estabelecem o preço em longo prazo da energia adquirida.

Em 2008, o Chile promulgou a Lei Nº 20.257 que trata sobre as Energias Renováveis Não Convencionais (ERNC), ela obriga que as empresas geradoras de energia com capacidade acima de 20 MW venda certa porcentagem de energia gerada por fontes baseadas em ERNC. De 2010 a 2014, essa porcentagem será de 5% e, a partir de 2015, subirá 0,5% anualmente até alcançar 10% em 2024. A geradora que não alcançar sua cota deve pagar uma multa de 27 US$/MWh de déficit.

Muitas críticas foram feitas à Lei das ERNC, como o fato de que suas metas são pouco exigentes, levando em conta que projeções conservadoras e pessimistas apontam um crescimento de mais de 15% em ERNC até 2025. Outra crítica é que os organismos que certificarão a produção de energias renováveis não são organismos independentes (em alguns casos, são subordinados às empresas que devem certificar). A outra crítica é que a maior parte das grandes empresas tem preferido pagar a multa ao invés de comprar energia de pequenos produtores que tem como base a ERNC.

Como pode ser observado, o Chile possui uma forte legislação nacional que apoia as fontes renováveis desde 2004 e as concessionárias de energia tem metas a cumprir

1 As referências bibliográficas do Chile foram retiradas de REN21 (2014) e CEMIG (2012).

com relação a geração de energia a partir de fonte renováveis, caso contrário pagam multas de acordo com a legislação vigente. Ao contrário do Chile, o Brasil não possui metas compulsórias para expansão da microgeração com as concessionárias de energia elétrica e aumentar a geração renovável a partir desses mecanismos. Além desse ponto, a resolução 482 brasileira não prevê os programas de estímulo chileno, como exemplo, o Brasil não incorpora questões como incentivos fiscais para a GD.

3.2 Estados Unidos[2].

Apesar da conhecida dependência dos combustíveis fósseis, cresce a cada dia o interesse dos Estados Unidos por fontes renováveis. Somente em 2011, foram instalados 1,8 GW, aumentado a capacidade instalada para 4,3 GW.

Contudo, em termos de políticas de apoio, o governo dos EUA cancelou o Programa 1603, que era responsável pelo financiamento de projetos com energias alternativas, a Califórnia ainda lidera o mercado nacional com 30% de participação na geração renovável.

Nos EUA existe também uma lei federal que regulamenta a conexão de consumidores a rede elétrica, onde as concessionárias devem permitir a entrada de produtores independentes e as empresas devem comprar a eletricidade excedente gerada pelos consumidores. Muitos estados têm elaborado suas próprias regras e ido além das exigências mínimas da legislação federal, permitindo a medição líquida (net metering) para os clientes com sistemas fotovoltaicos. Com esse sistema de compensação pelas empresas de energia, o medidor dos consumidores pode reduzir e receber um bônus por isso, quando a GD fotovoltaica produzir mais energia do que o necessário ao funcionamento das residências.

A partir do sistema de compensação (net-metering), a energia excedente é introduzida na rede elétrica e vendida para a concessionária ao preço spot. Em caso de falta de energia, chaves de segurança no inversor desligam automaticamente o sistema fotovoltaico da linha. Em termos práticos, a rede elétrica funciona como se fosse uma bateria para o cliente, o que lhe poupa a despesa adicional de compra e manutenção de um sistema de baterias. Geralmente, o método preferido de contabilizar a eletricidade, sob net-metering, usa um medidor único reversível. Uma alternativa é a medição dupla, em que os clientes ou a concessionária instalam dois medidores contínuos que meçam os fluxos elétricos em cada sentido separadamente.

Contudo, a medição dupla aumenta os gastos de instalação de um sistema fotovoltaico, a tendência atual nos EUA vai na direção de um medidor único reversível. Algumas concessionárias são contra a medida líquida porque acreditam que pode ter um impacto financeiro negativo sobre elas (deixam de faturar e ainda têm de pagar por uma tarifa elevada pela energia que é injetada em sua rede). Os sistemas FV ligados à rede podem evitar o custo de transmissão e distribuição de energia, além de aumentar a

2 As referências bibliográficas dos Estados Unidos foram retiradas de REN21 (2014) e CEMIG (2012).

confiabilidade e a qualidade da energia elétrica na rede e, em alguns casos, gerar energia nos períodos de pico.

No ano de 2009, os EUA investiram cerca de US$ 3,48 bilhões para integrar as redes elétricas existentes às tecnologias de rede inteligente, US$ 435 milhões para treinamento em gestão das redes inteligentes nas regiões e US$ 185 milhões em sistemas de armazenamento de energia.

A partir dessas informações, pode-se dizer que o Brasil adotou um dos mesmos mecanismos que os EUA implementaram para difundir a GD, contudo há algumas peculiaridades. O preço de venda do excedente de energia da GD é definido em um mercado spot, já no Brasil não há um preço especifico ou diferenciado para os consumidores microgeradores. Além disso, no ano de implementação desse mecanismo nos EUA, ocorreu investimento financeiro na tecnologia, treinamento de mão-de-obra especializada e em melhorias na rede elétrica para suportar e armazenar a injeção de energia da microgeração.

Além disso, nos EUA parte das concessionárias de energia elétrica são contra a medição líquida da energia gerada em relação a consumida, acreditam que pode ter um impacto financeiro negativo em seus caixas. Inclusive no Brasil, as distribuidoras de energia elétrica atuam da mesma forma, os impostos e custos são referentes ao consumo total realizado, para em seguida ser contabilizado o desconto da microgeração.

Nos EUA existem diversos fundos privados de investimentos usados para viabilizar projetos de geração distribuída fotovoltaica, exemplo delas são a Texas Pacific Group (TPG), ECOsolar e a Mov Investimentos, contribuem para os consumidores que não possuem o alto capital inicial a viabilizarem seus investimentos.

3.3 Espanha[3].

Como visto na Tabela 6, apolítica espanhola em alguns aspectos assemelha-se à alemã. Os produtores de energias alternativas podem optar por vendê-la por uma tarifa fixa (tarifa feed-in), diferente para cada alternativa, ou pelo valor de mercado, acrescido de um bônus. Além disso, a Espanha apresenta o sistema de compensação pela energia gerada (net-metering), aspecto semelhante ao implementado pelo Brasil na resolução 482 em 2012.

O arcabouço legal das alternativas energéticas da Espanha começa com a Lei do Setor Elétrico (Lei 54/1997), que regula a geração, transmissão e venda da energia elétrica. Ela abre o campo da eletricidade à privatização e coloca as energias alternativas sob um regime especial. As empresas sujeitas a esse regime devem se registrar em uma categoria do Registro Administrativo Geral das Instalações de Produção de eletricidade. O Decreto Real 661/2007 regulamenta a Lei que oferece quatro opções ao produtor: vender a energia por uma tarifa fixa; vender nos mercados de véspera; vender nos mercados futuros; vender por meio de contratos bilaterais. Nessas últimas modalidades, o produtor recebe um bônus

3 As referências bibliográficas da Espanha foram retiradas de REN21 (2014) e CEMIG (2012).

além do preço de mercado. Existe ainda a opção de vender a energia na modalidade chamada direto na linha, mas não é regulada pelo Decreto 661.

Em 2005, foi aprovado o Plano de Energias Renováveis no horizonte de 2005- 2010, no qual previa que em 2010, 12,1% da energia primária consumida na Espanha seria de fontes renováveis e esta meta foi superada graças aos incentivos planejados. Neste plano, as fontes de energia sujeitas aos estímulos na tarifa receberam o incentivo durante toda a vida útil do projeto, contudo o valor é reajustado após o período de maturação, que varia de acordo com a tecnologia escolhida.

Para a promoção da GD ser de fato viabilizada, a Espanha estabeleceu diversas leis, decretos e planos que regulam todos os mecanismos apresentados, em resumo pode-se dizer que mais contribuíram para o sucesso da Espanha:

a. Plano de Energias Renováveis da Espanha 2005-2010.

b. O decreto real número 661/2007 que ficou responsável pela promoção e incentivo para todas fontes de energia renováveis.

c. O decreto real número 1578/2008 implementou a tarifa exclusiva para sistemas fotovoltaicos residenciais;

Nesse sentido, pode-se comparar com o Brasil que não possui um plano de metas para viabilização da energia solar na matriz energética. Também não há uma tarifa de energía exclusiva para os consumidores residênciais que possuem GD fotovoltaica.

3.4 Índia[4].

Um diferencial da Índia está na criação de um ministério governamental próprio, focado em energias alternativas, chamado de Ministério de Energia Nova e Renovável. Este foi o primeiro país a criar um ministério especializado para este assunto no mundo, vale destacar que sua data de implementação foi na década de 80. Apesar dessa iniciativa pioneira, os indianos possuíam recentemente baixa participação de fontes alternativas no seu planejamento energético, o país tem uma baixíssima participação de renováveis em sua matriz.

Em 2003, a Índia elaborou o “Electricity Act” e na seção86 está prevista a cogeração e a produção de energia por fontes renováveis. Para fortalecimento dessa política, os indianos estabelecem um sistema de cotas mínimas de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, em cada localidade de atuação das concessionárias de distribuição.

No ano de 2005, a Índia aumenta a força das fontes renováveis com a Política Nacional de Eletricidade, ela determina que a cota de participação dessas fontes de energia devem aumentar, cria também um sistema de licitações para as vendas de energias alternativas às distribuidoras de energia e desenvolve um sistema de tarifa diferenciado.

Em 2006, tanto a lei de 2003 e a política estabelecida em 2005 passaram a ser

4 As referências bibliográficas da India foram retiradas de REN21 (2014) e CEMIG (2012).

regulamentadas pela “Tariff Policy”. Além de prever decretos anteriores, estabelece que no longo prazo, a licitação pela venda da eletricidade deverá ser competitiva entre todas as fontes de energia, o que contribui para diminuir os custos das renováveis.

Foi lançado no ano de 2006 também um programa semelhante ao Luz para Todos realizado no Brasil. O programa indiano estabeleceu metas para a eletrificação de todas as habitações da Índia até 2009 e fornecimento de alta qualidade até 2012, incluindo o uso de geração distribuída a partir de fontes renováveis para a eletrificação de áreas rurais isoladas da rede.

No ano de 2010, a Índia lançou o programa chamado Jawaharlal Nehru National Solar Mission que tem como meta alcançara capacidade de 22GW de energia solar em 2022, sendo 20GW conectados a rede e 2 GW em sistemas isolados. Em 2011, foram instalados aproximadamente 300 MW, aumentando a capacidade instalada indiana para 520 MW.

A Índia apresenta a política de compensação de energia (net-metering) da mesma forma como o Brasil. Contudo, pode ser observado diversos aspectos implementados conjuntamente a este mecanismo pelos indianos, como exemplo o sistema de cotas para as concessionárias produzirem e distribuírem energia a partir de fotovoltaica, metas para expansão da capacidade solar e além de um sistema tarifário diferenciado para os consumidores com GD solar.

3.5 Itália[5].

A Europa mantém a liderança na geração com fontes renováveis, apresenta a maior participação no mercado (em torno de 80%) na comparação com o total global. Sobre a geração FV, a Alemanha, Espanha e Itália são destaque, como pode ser observado no Gráfico 7.

No ano de 2011 ocorreu um marco para as fontes renováveis na Europa, pela primeira vez a Itália superou a Alemanha e ficou em primeiro lugar na geração FV com 9,3 GW de novos sistemas conectados à rede. A Alemanha ocupou a segunda posição com 7,5 GW e continua responsável pelo título de país com maior capacidade instalada, seguido dos italianos. Nesse sentido, o Ministério da Economia e Desenvolvimento da Itália destinou mais de 200 milhões de euros para modernização das redes elétricas no sul italiano, com objetivo de preparar o país para receber a entrada de energia na rede pelos consumidores com o mecanismo de net-metering e projetos pilotos de redes inteligentes.

Mais um exemplo que o instrumento de promoção para GD net-metering foi implementado junto de outros mecanismos de incentivos, como exemplo tarifas fixas e diferenciadas para os consumidores que possuem projetos de GD, conhecidas como tarifas feed-in.

5 As referências bibliográficas da Italia foram retiradas de REN21 (2014) e CEMIG (2012).

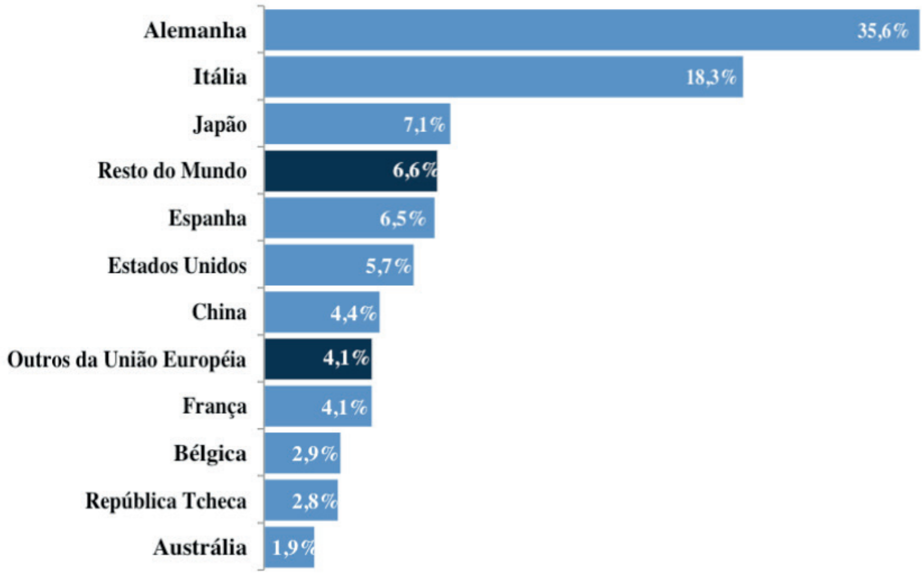


Gráfico 7 – Participação dos 10 maiores países com relação à capacidade instalada em operação solar fotovoltaica mundial em 2012.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de REN21, 2013a.

Esse segundo lugar no ranking e instalação de 3,7 GW do recorde italiano se deu em função de um decreto governamental publicado no final de 2010, permitindo projetos solares FV se beneficiarem com tarifas feed-in mais vantajosas e o país fechou o ano com 12,8 GW de capacidade instalada.

3.6 Japão[6].

Na Ásia, o apoio de autoridades locais e do setor privado à tecnologia faz o Japão manter-se também como um importante mercado para GD fotovoltaica. Mesmo antes do acidente na usina nuclear de Fukushima, em março de 2010, o mercado japonês já crescia rapidamente, com 990 MW instalados em 2010 e perto de 1,3 GW em 2011, o que elevou a capacidade instalada do país para 4,9 GW.

A política de eletricidade no Japão é gerenciada pela Agência dos Recursos Naturais e Ambiente, que pertence ao Ministério da Economia, Comércio e Indústria. O país adota alguns mecanismos de promoção da GD e fontes renováveis, entre eles um sistema de tarifas diferenciadas, modelo de compensação de energia e um sistema de cotas semelhante ao caso norte-americano. Além disso, o Japão traçou metas e se comprometeu a alcançar 10% de sua energia primária em renováveis até 2020.

Em 2003, foi definida a Lei Básica de Política Energética que é a estratégia energética do Japão e está apoiada em três princípios básicos: assegurar um fornecimento estável,

6 As referências bibliográficas do Japão foram retiradas de REN21 (2014) e CEMIG (2012).

adequação ambiental e utilização dos mecanismos de mercado. As metas da lei para 2030, com respeito às alternativas energéticas, são aumentar a taxa de independência energética de38% para 70%, aumentar a participação das fontes de energia com emissões zero na matriz de 34% para 70%, diminuir pela metade as emissões de CO2 do país e manter a eficiência energética do país no mais alto nível mundial. Para alcançar essas metas, o país se propõe a expandir e intensificar todos os mecanismos de promoção utilizados.

3.7 Brasil: comparação com os países analisados.

Percebe-se que os países quando adotaram net metering precisaram utilizar mecanismos adicionais, sejam eles de mercado ou políticas públicas, como empréstimos subsidiados para tecnologia; tarifas diferenciadas e incentivadas para os consumidores que instalarem o projeto de GD; metas compulsórias para adicionar a microgeração renovável como parte do fornecimento pelas empresas de energia elétrica, com risco de pagamento de multa; diversas isenções fiscais para viabilizar com relação isenções fiscais etc. Isto é que você tem que mostrar. Faça um item adicional que mostre isso.

Ao analisar a Tabela 6 no que diz respeito aos mecanismos de mercado, o Brasil possui apenas 1 mecanismo deles, o net-metering, já os Estados Unidos, Japão e Itália apresentam os 4 estudados, seguidos de Chile e Espanha com 2. A justificativa para este fato poderia ser que o Brasil ainda é um país em desenvolvimento, contudo a Índia que é considerada um país emergente apresenta 4 mecanismos de mercado, embora ainda não sejam difundidos em todo território nacional.

Sobre os instrumentos públicos, o Brasil possui um programa de incentivos mas ainda não difundido para todo país, o que ainda entrava o desenvolvimento da tecnologia de forma mais abrangente. No caso do Chile, Índia e Espanha, há um mecanismo que nunca foi desenvolvido no Brasil, que é o pagamento pela microgeração de energia mais renovável, dessa forma, os consumidores são incentivados a instalar a tecnologia tendo em vista um possível lucro com essa aquisição.

4 I O CONTEXTO BRASILEIRO SOBRE GD.

Numa análise do histórico da produção de energia elétrica no Brasil, percebe-se que até a década de 1960, a autoprodução de eletricidade era praticamente proibida. Nas décadas de 1970, 1980 e 1990, houve um crescimento de geração não interligada, destinada à autoprodução, com necessidade do aperfeiçoamento da legislação. Dessa forma, ao longo da linha do tempo brasileira, podem-se destacar algumas leis, decretos e resoluções que afetam de alguma forma o desenvolvimento da GD no país.

A primeira lei a tratar do tema GD e autoprodução de energia elétrica foi a Lei nº9.074 de 10 de setembro de 1996, responsável pela regulamentação da produção de energia elétrica para o produtor independente e para o autoprodutor. O produtor independente

recebe autorização ou concessão para produzir para o mercado, enquanto o autoprodutor recebe autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo. Está determinado no artigo 13 do Decreto nº 2.003, de 1996, que o produtor independente e o autoprodutor, para garantirem a utilização e a comercialização da energia produzida, terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento de custo de transporte envolvido. Como incentivo à geração distribuída, particularmente às PCH's, o Decreto institui que o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 10.000 KW, por autoprodutor, ou o aproveitamento de potencial hidráulico ou inferior a 1.000 KW serão autorizados a título não oneroso (BRASIL, 1996).

Em 18 de maio de 1999, a ANEEL publicou a Resolução nº 112 (ANEEL, 2005), que estabeleceu os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. A Resolução determina que a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termoelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência igual ou inferior a 5.000 kW, deverá ser somente registrada na ANEEL, mas para potência superior a 5.000 kW, a implantação, ampliação ou repotenciação deverá ser autorizada pela ANEEL (ANEEL, 1999).

A Lei nº 10.848, de 2004, considerada o novo marco regulatório do setor elétrico, foi à lei que introduziu oficialmente a geração distribuída no país. Em seguida, o Decreto nº 5.163, de 2004, veio regulamentar e formalizar essa medida. Pela primeira vez foi definido o conceito de GD através do Decreto nº 5.163, contudo apenas para as gerações hidrelétricas e térmicas descentralizadas, assim deve ser considerada geração distribuída quando a potência for igual ou inferior a 30 MW, no caso de Pequenas Centrais Hidrelétricas e para a geração termelétrica, o que inclui a cogeração qualificada com eficiência energética igual ou superior a 75%, e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independentemente de sua eficiência energética. As fontes renováveis que são reconhecidas como geração distribuída, exemplo das eólicas e solares, não foram previstas nesta lei (BRASIL, 2004).

O decreto Nº 5.163 de 30 de Julho de 2004 não definiu conceito para GD a partir de fontes alternativas, contudo apontou regulamentação para comercialização de energia elétrica dessas fontes e também o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica a partir de vetores renováveis. Dessa forma, estabeleceu que as distribuidoras podem contratar energia de empreendimentos de geração distribuída proveniente de fontes alternativas apenas se comprovar que o processo ocorreu através de chamada pública e não poderá exceder a 10% da carga da distribuidora de energia. Este decreto acaba não incentivando a expansão da geração distribuída, tendo em vista que o limite de 10% imposto emperra a contratação de projetos com base renovável pelas empresas de energia elétrica. (BRASIL, 2004).

Já na Lei Nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009, trata apenas sobre os serviços de energia elétrica para os sistemas isolados de GD, determinando que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica devam atender a totalidade dos seus mercados nos sistemas isolados por meio de licitações, na modalidade de concorrência ou leilão, a ser realizado pela ANEEL e de acordo com as diretrizes do MME. Também determina que a Conta de Consumo de Combustíveis, a partir de 30 de Julho de 2009, deve reembolsar o montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos sistemas isolados e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN (BRASIL, 2009).

Dada a ausência de regulação para a GD conectada a rede elétrica, a Resolução Normativa ANEEL número482 de 17 de abril de 2012, estabeleceu regras destinadas a fim de reduzir as barreiras na instalação de sistemas de geração distribuída de pequeno porte, que incluem microgeração, com até 100 kW de potência, e minigeração, de 100 kW a 1 MW de potência. Esta resolução é válida para consumidores que utilizem fontes de geração incentivadas com base em fontes renováveis, como exemplo, energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Por outro lado permite ao consumidor instalar microgeração em sua propriedade a fim de fornecer energia para a rede da distribuidora através de um sistema de compensação de energia - net-metering - (ANEEL, 2012).

Após a resolução 482, a ANEEL lançou uma nova medida com o objetivo de corrigir algumas falhas anteriores, assim a Resolução Normativa ANEEL Nº 517 de 11 de Dezembro de 2012 alterou a Resolução Normativa Nº 482 de 17 de Abril de 2012 e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Esta nova resolução definiu como sistema de compensação de energia elétrica, o sistema no qual a energia ativa injetada na rede, por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída, é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa da mesma unidade consumidora ou de outra da mesma titularidade, onde os créditos são gerados desde que possua o mesmo CPF ou CNPJ. Esta norma também dispensa a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para micro e minigeração distribuída, que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, sendo suficiente acordo operativo para minigeradores ou relacionamento operacional para microgeradores (ANEEL, 2012).

A partir da resolução normativa 482, de 17 de abril de 2012, foram regulamentadas as condições para que os consumidores possam se tornar microgeradores e minigeradores distribuídos de energia elétrica e desta forma utilizar a rede de distribuição no sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).

Graças a esta resolução, iniciou-se a construção de um ambiente regulatório e

comercial favorável à penetração das fontes renováveis em instalações residenciais através da microgeração distribuída. Do ponto de vista regulatório, esta resolução permitiu a introdução do sistema de compensação nas faturas de energia, conhecido instrumento de mercado - apontado no item 3.2 deste capítulo - chamado net metering, além da adoção de procedimentos simplificados para acesso à rede. Na reformulação do PRODIST, foram incluídos dispensa de consulta pública, prazos reduzidos para a elaboração do parecer de acesso e assinatura dos contratos, requisitos simplificados de acordo com a potência do gerador, dispensa de assinatura dos contratos de uso e conexão e dispensa de licenciamento ambiental.

O sistema de compensação de energia elétrica atua de forma que a energia ativa produzida na unidade consumidora é injetada na rede gerando créditos que podem ser consumidos em energia elétrica nesta ou em outra unidade consumidora desde que sob o mesmo CPF ou CNPJ (ANEEL, 2012).

O consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, será a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede pelo consumidor, por horário; caso houver um excedente de parte do consumidor, a distribuidora é obrigada a abater essa diferença de consumo em meses subsequentes, através de créditos que devem ser utilizados num prazo de 36 meses constando as informações na fatura do consumidor.

A norma também menciona que o consumidor que instalar micro ou minigeração distribuída será responsável pelos custos de adequação do sistema de medição a fim de adaptar o sistema de compensação, cabendo à distribuidora adequar seus sistemas comerciais, assim como elaborar ou revisar normas técnicas para esta finalidade e só após a adequação do sistema de medição a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de alguma eventual substituição ou adequação.

Dentre as principais vantagens esta norma permite a geração próxima do local de consumo, evitando-se investimentos em novos sistemas de transmissão, reduzindo as perdas nas redes, melhorando a qualidade do serviço de energia elétrica e, principalmente, aproveitando-se adequadamente os recursos naturais.

Uma questão que deve ser levada em consideração é a intermitência da geração fotovoltaica, que é de grande preocupação para as distribuidoras. Pode haver uma eventual redução do controle operativo na rede de distribuição em razão da injeção intermitente de energia. Nesse sentido, uma eventual percepção de que a energia solar provocaria uma diminuição da confiabilidade na rede poderia gerar uma reação nos consumidores, e consequentemente uma regulação mais restritiva, desestimulando a sua expansão.

Outro ponto relevante, a resolução não deixa claro no que diz respeito ao pagamento dos impostos pela energia injetada na rede, ou seja, existe um problema sobre quem deveria pagar o ICMS desta energia se o consumidor (dado que o sistema de geração é de sua propriedade) ou a distribuidora (dado que é a concessionária que comercializa energia).

Por se tratar de um sistema de compensação, caracterizado como empréstimo

gratuito da energia produzida na unidade de micro e minigeração distribuída, do consumidor para a distribuidora, o imposto ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) não poderia ser cobrado como ocorre no Rio de Janeiro e na maioria dos Estados brasileiros. O cálculo do imposto deve desconsiderar a energia injetada na rede pelo consumidor, segundo a liminar assinada pelo Juiz Ricardo Galbiati em 20 de agosto de 2013 (DIÁRIO OFICIAL, 2013).

Até que o sistema de geração distribuída seja instalado para aquele consumidor que deseja produzir energia elétrica e conectá-la a rede, e assim atuar no sistema de compensação, alguns processos devem ser seguidos. Os processos a serem seguidos e o tempo decorrido para cada etapa estão expostos na figura 2 a seguir:

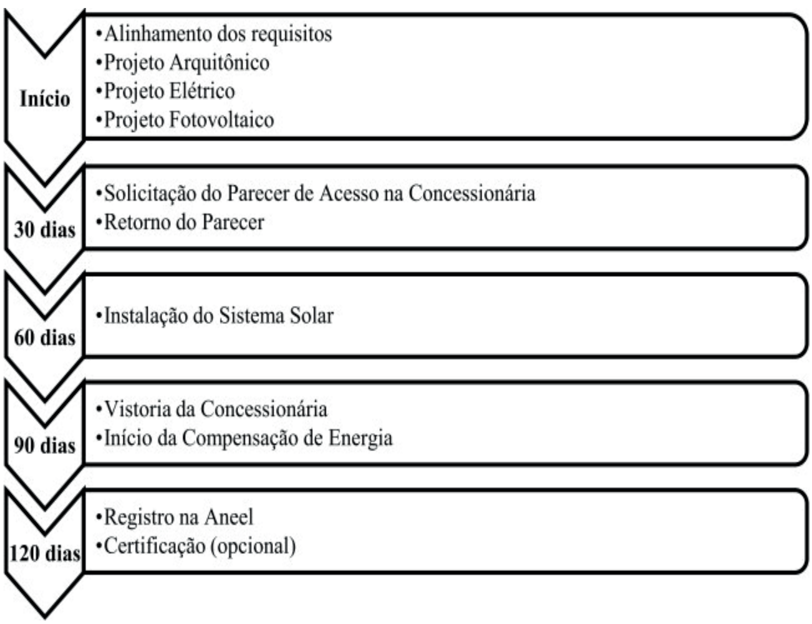


Figura 2 – Etapas e tempo necessário para instalação e regularização da micro e minigeração distribuída conectada à rede elétrica.

Fonte: Solar Energy, 2014.

Com a alteração da resolução 482 pela ANEEL e estabelecimento da resolução número 517, esta nova regulamentação permitiu que usuários com titularidades diferentes transfiram estes créditos entre si, o que amplia a possibilidade de formação de grupos interessados em desenvolver projetos de energia fotovoltaica, como indicado no texto do documento abaixo:

> “IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da

unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito."

Em 2014, a ANEEL realizou uma pesquisa para conhecer o nível de satisfação dos consumidores que realizaram o projeto de GD baseados no modelo vigente. A principal pergunta da pesquisa falava sobre em média, quanto foi à redução na conta de energia elétrica após a instalação da GD. Como pode ser observado no Gráfico 8, apenas 26% dos consumidores conseguiram resultados acima de 75% de redução no custo com a energia elétrica. Além disso, 50% das pessoas se queixam que as contas de energia ainda vêm muitas vezes erradas ou com informações não muito claras sobre os créditos gerados (ANEEL, 2014a).

Apesar do Gráfico 8 apontar para alguma redução nas contas, ainda demora muito para o sistema microgerador compensar seu custo de instalação, em alguns casos, o payback se dá em mais de uma década e o resultado ainda pode ser melhorado (ANEEL, 2014a).

No cenário brasileiro, o desenvolvimento da indústria de GD baseada apenas nas forças de mercado resultará em uma curva de crescimento pouco expressiva, o governo necessita atuar junto do setor privado para apoiar a difusão desta tecnologia (ABINEE, 2012).

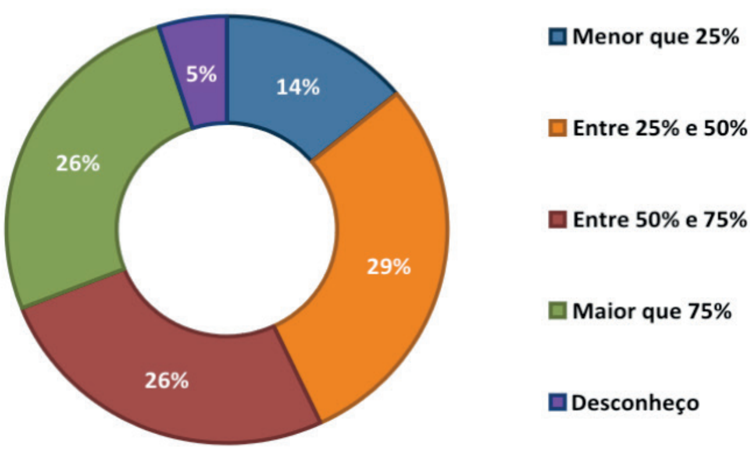


Gráfico 8 – Pesquisa referente em média quanto foi à redução na conta de energia elétrica dos consumidores após a instalação da Geração Distribuída com a resolução 482 da ANEEL.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL, 2014a.

A ABINEE (2012) estuda o comportamento do mercado de GD internacionalmente e acredita que o Brasil está atrasado no processo de investimento nesta tecnologia, correndo risco de perder o mercado e posição de destaque neste ramo, tendo em vista que a GD

poderá ser uma indústria estratégica para o país graças às condições climáticas e ao potencial de interação entre diversas cadeias produtivas da indústria.

4.1 Tarifas

Divididas em dois grandes grupos consumidores, A e B, assim são estruturadas as tarifas de energia elétrica no Brasil. Além dessa divisão, eles estão classificados em subgrupos que são definidos pelo nível de tensão e localização dos usuários. Neste item, será abordada apenas a tarifa para o grupo B de energia que é o foco desta dissertação. As tarifas deste grupo têm como característica a aplicação de uma tarifa única ao longo do ano e do dia, dependendo apenas da demanda contratada (AMPLA 2014).

Nesse sentido, deve-se dizer que fazem parte da tarifa de energia elétrica brasileira todos os custos de operação e expansão do sistema, que vão desde a usina geradora até a ligação dos consumidores residenciais na rede de baixa tensão. Estes custos devem cobrir os investimentos realizados na rede e a sua operação diária, que propiciam melhorias na qualidade do fornecimento e baixo tempo para eventuais consertos. Além desses custos que são diretamente relacionados aos componentes do sistema elétrico, há forte dedução de encargos e de impostos. Em 2012, os consumidores residenciais brasileiros pagavam 10 encargos setoriais e 4 impostos de contribuições para os governos federais, municipais e estaduais. Em setembro de 2012, o Governo Federal realizou ajustes para diminuir o custo da energia elétrica brasileira e eliminou encargos setoriais CCC e RGR, bem como a redução da CDE. De forma resumida, pode-se dizer que a tarifa de energia elétrica aos consumidores residenciais é estruturada como no Gráfico 9.

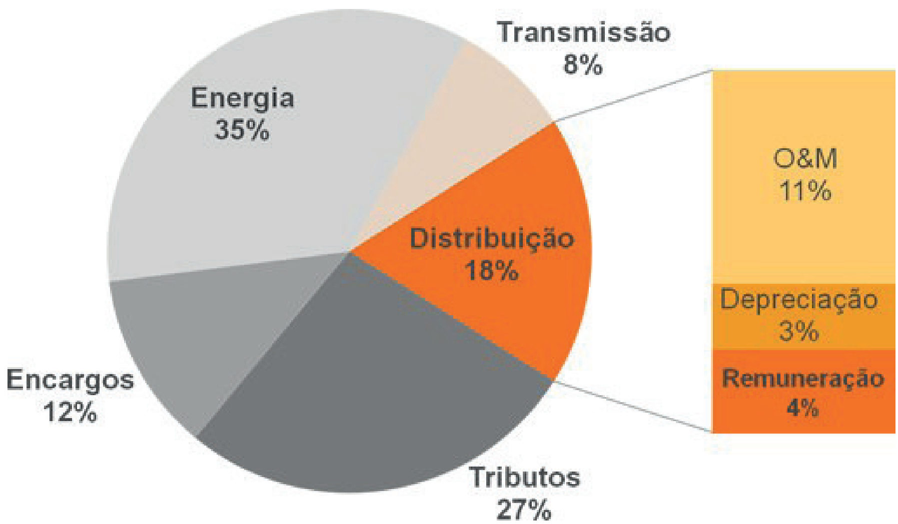


Gráfico 9 – Composição da tarifa de energia elétrica brasileira, 2014.

Fonte: AMPLA, 2014.

Assim, pode-se observar que 39% da tarifa de energia elétrica é constituída de tributos e encargos.

Com relação ao reajuste tarifário, as tarifas de energia elétrica não seguem o simples reajuste através dos Índices de Preços ao Consumidor, como o IGP-M ou IPCA. Para tal, a ANEEL adota uma metodologia complexa de cálculo, conduzida pela própria agência reguladora, e com periodicidades diferenciadas para cada objetivo socioeconômico que a tarifa de energia necessita ao longo do tempo. Dessa forma, as alterações nas tarifas podem ser classificadas em Revisões Tarifárias e Reajustes Tarifários.

Sabendo que a energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas, que dependem do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas são acionadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, as bandeiras tarifárias foram criadas para identificar o custo de geração, pois as térmicas são usinas baseadas em combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel, com custo mais elevado. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha (as mesmas cores dos semáforos) e indicam o seguinte:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- **Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração. A tarifa sobre acréscimo de R$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

A partir dessas informações sobre a estrutura tarifária brasileira, observou-se a ausência de uma estrutura para consumidores que possuem GD em suas propriedades, como forma de estimular a adesão desta tecnologia, como apontado em diversos países no item 3.3 deste capítulo.

4.2 Opções de Financiamento

As opções de financiamento são fatores determinantes para implementação de tecnologias que tem um custo de investimento elevado, como é o caso da GD fotovoltaica. Dessa forma, este item analisará as opções de recursos públicos e privados existentes no Brasil para aplicar nestes projetos.

4.2.1 Recurso Público: o BNDES.

O BNDES apresenta diversas linhas de financiamento, nas quais projetos de energia solar FV também podem se enquadrar, a depender do tipo de proponente e do valor do

financiamento. O BNDES financia não apenas as distribuidoras de energia elétrica, mas também os geradores e os fornecedores de componentes, máquinas e equipamentos. Para esses últimos, há algumas flexibilizações em termos de valor mínimo.

Na maioria dos casos, o custo do financiamento do BNDES é lastreado em TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), que é uma taxa variável. Há também a TJ-462 que custa 1% a.a a mais que a TJLP e, para equipamentos importados sem similar nacional, aplica-se uma cesta de moedas e taxas de juros de mercado. Nestes casos, a participação do BNDES no investimento é menor, prazo, garantias etc. Todos os atores, tanto do setor elétrico como da cadeia de fornecedores, podem se beneficiar de linhas de inovação tecnológica em condições bastante favoráveis, a taxa fixa de financiamento, tal como ocorre com a RGR.

Além do custo financeiro, adiciona-se a remuneração do BNDES e a taxa de risco de crédito, a primeira para cobrir os custos de operação do BNDES e a segunda para cobrir os custos de eventuais inadimplências.

Associado ao plano de investimento do proponente a uma das linhas de financiamento, o BNDES pode ainda apoiar a aquisição de máquinas e equipamentos, através de leasing de bens de capital. O BNDES também pode apoiar capital de giro associado a projetos de investimentos. Em geral, o capital de giro é limitado a 30% do financiamento e as condições financeiras seguem as condições da linha de financiamento em que o projeto se enquadra.

Destaque-se que a aquisição de bens de capital novos pode se enquadrar no programa BNDES PSI — Bens de Capital, cuja vigência é até dezembro de 2011. O PSI — Programa de Sustentação do Investimento foi lançado pelo governo federal como um instrumento de política anticíclica para combater os efeitos adversos da crise financeira deslanchada em 2008. A **Tabela 7** apresenta as principais linhas de financiamento disponíveis no BNDES para o setor elétrico.

Como pode ser observado na tabela 7, não existe uma linha específica de financiamento público do BNDES para microgeração distribuída fotovoltaica no Brasil, principalmente porque o investimento para uma residência é bem pequeno, perto dos volumes disponibilizados pelo BNDES. Assim, surge a necessidade de criação de uma estratégia empresarial e união com os consumidores para liderar uma linha de financiamento para este tipo de empreendimento, principalmente, porque não há nenhum recurso para essa finalidade disponível em outros bancos públicos.

CATEGORIA	LINHA	CONDIÇÕES BÁSICAS
PROJETOS		
Produtor Independente de Energia	Geração Energias Alternativas Modalidade de Project Finance	Mínimo R$ 10 milhões TJLP 0,9% a.a. Risco: 3,57% a.a. 80% participação máxima Até 16 anos
Distribuição	Projetos de modernização tecnológicade linhas de distribuição e subestações	Mínimo R$ 10 milhões 50% em TJLP e 50% em TJ--462 1,3% a.a. Risco: 3,57% a.a. 50% dos itens financiáveis Até 6 anos
Eficiência Energética	PROESCO -- Eficiência Energética incluindo a substituição de combustíveis de origem fóssil por fontes renováveis.	TJLP 0,9% a.a. Risco: 3,57% a.a. 80% dos itens financiáveis Até 6 anos

Tabela 7 – Linhas de Financiamento disponíveis no BNDES e condições para aquisição.

Fonte: BNDES, 2014.

4.2.2 Recurso Privado: o Fundo Solar.

Sabendo que desde 2012 qualquer pessoa pode gerar sua própria eletricidade a partir de fontes alternativas de energia e conectar seu sistema na rede de distribuição, reduzindo a sua conta de energia em longo prazo. Dessa forma, sabendo do alto potencial da geração fotovoltaica no Brasil, o custo como uma das principais barreiras ao projeto para os consumidores e a ausência de financiamentos de órgãos públicos, investidores privados observam um importante nicho de mercado para atuarem.

Assim, criaram o Fundo Solar como solução inovadora no Brasil, contudo já bastante difundido nos EUA como forma de captação de recursos para suprir essa lacuna. Graças a esse fundo, consumidores residenciais poderão encontrar apoio financeiro para instalar um microgerador fotovoltaico com uma potência de até 5 kW, desde que o mesmo esteja conectado à rede, integrado a uma edificação e participe do sistema de compensação de energia – use o mecanismo de net-metering previsto na resolução 482 da ANEEL em 2012.

Este fundo foi desenvolvido pelo Instituto Ideal em parceria com órgão alemão Deutsche Gesellschaftfür Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (ERWES *et tal.*, 2012). Para participar do fundo, os interessados devem solicitar o apoio do mesmo e enviar toda documentação necessária para participação. Os valores de financiamento para o projeto variam de acordo com algumas variáveis, entra elas a localização onde o microgerador foi instalado e o custo total do investimento, tendo em vista que para avaliação de viabilidade técnico e econômica serão necessários o valor da tarifa de eletricidade da distribuidora da região e o nível de radiação solar da localidade do projeto.

Vale destacar que para dar maior credibilidade e segurança aos projetos fotovoltaicos

de microgeração, apenas projetos desenvolvidos por empresas capazes de provar a sua experiência ou qualificação como instaladores desta tecnologia serão aceitos. O sistema fotovoltaico deve entrar em funcionamento no período de 180 dias após a assinatura do Termo de Compromisso entre o solicitante e o Instituto Ideal (ERWES *et tal.*, 2012).

CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DE MEDIDAS PARA ESTIMULAR A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ÓTICA DO CONSUMIDOR

Nesta parte da dissertação, serão analisados e simulados alguns dos mecanismos para promoção da GD apresentados no capítulo 3, de forma que sejam definidas as melhores estratégias para difundir um modelo comercial de geração distribuída que se viabilize na ótica do consumidor, superando todas as principais barreiras que impedem a difusão desta técnica.

Para isso, todas as medidas sugeridas aqui serão testadas a partir de um estudo de viabilidade técnico-econômico, com base em um projeto de GD fotovoltaica, o que inclui todos os seus aspectos técnicos e econômicos.

1 I A ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DO PROJETO DE GD-FV.

O Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) deve ser realizado para avaliar se um novo projeto, no caso de GD, tem impacto positivo ou negativo para o investidor, com objetivo de evitar prejuízo financeiro para o empreendedor. Esta metodologia permite uma melhor visualização das projeções e números, bem como do retorno real do capital frente aos possíveis investimentos do mercado e assim, decidir se o projeto deve ser implementado.

Além disso, neste item será possível compreender as etapas de cálculo das simulações que serão realizadas durante o capítulo.

1.1 A análise de viabilidade: a parte técnica.

Para definição do projeto de GD fotovoltaica, bem como os dados de radiação solar, a primeira etapa da parte técnica diz respeito a definição da localidade de instalação da tecnologia. Para esta dissertação, será definida como localidade do projeto a cidade do Rio de Janeiro com latitude de 22°57’ e longitude de 43°08’, orientação a 15° noroeste e inclinação de 22°.

Os dados referentes ao posicionamento geográfico e geração de energia podem ser encontrados com a utilização de alguns softwares disponíveis, no caso deste trabalho, adotou-se o Radiasol (2014). Este programa foi desenvolvido pelo laboratório de energia solar da UFRGS e fornece dados de geração de energia solar para diversas cidades do Brasil.

Após determinada a cidade do Rio de janeiro, o consumidor deve escolher a potência instalada do projeto, de acordo com três critérios:

(i) A potência definida a partir de um dimensionamento em função do espaço disponível no telhado da residência;

(ii) A potência pode ser definida também com relação a capacidade de investimento, logo maiores potências exigem altos desembolsos para o projeto;

(iii) A potência também pode ser escolhida de acordo com o quanto se deseja gerar de energia elétrica fotovoltaica no domicílio;

Em função desses três critérios, foi adotada uma potência de 3.500 Wp para o projeto, que reflete um custo inicial de R$ 20.405,00.

No que diz respeito aos dados de geração de energia elétrica, a partir da variação angular por dia, encontra-se uma geração em kWh/m² para cada dia de acordo com o mês vigente – vide Tabela 8.

ENERGIA INCIDENTE			
MESES	N° DIAS	G(α,β) / dia [kWh/m2]	G(α,β) / mês [kWh/m2]
JANEIRO	31	4,96	153,76
FEVEREIRO	28	5,22	146,16
MARÇO	31	4,86	150,66
ABRIL	30	4,71	141,30
MAIO	31	4,29	132,99
JUNHO	30	4,38	131,40
JULHO	31	4,25	131,75
AGOSTO	31	4,75	147,25
SETEMBRO	30	4,21	126,30
OUTUBRO	31	4,47	138,57
NOVEMBRO	30	4,63	138,90
DEZEMBRO	31	4,92	152,52

Tabela 8 – Etapa de cálculo da energia incidente do sistema fotovoltaico de 3.500 Wp para a cidade do Rio de Janeiro.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do software RADIASOL, 2014.

Com os valores encontrados para a geração por m² em apenas um dia, pode-se calcular para o mês todo, com base no número de dias determinado, como apresentado na Equação 1 a seguir.

Equação 1 – Cálculo da energia incidente do projeto de geração distribuída fotovoltaico.

$$\frac{G(\alpha, \beta)}{\text{mês}} = \text{n° dias} \times \frac{G(\alpha, \beta)}{\text{dia}}$$

Onde,

G (α, β) = radiação solar em kWh/m² em função do ângulo azimut da projeção do sol

na horizontal com o eixo norte, ou seja, ângulo de altura solar e inclinação da instalação do projeto.

G (α, β)/mês = radiação solar em kWh/m² por mês.

N° de dias = inserir o número de dias para cada mês da análise.

A partir dos dados de incidência solar para cada mês, para encontrar os dados referentes à geração de energia do sistema fotovoltaico, devem-se considerar as diversas perdas inerentes a esta tecnologia. São vários os parâmetros que podem afetar o rendimento do conjunto de módulos solares fotovoltaicos. O principal deles é o parâmetro radiação solar, que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação, bem como de sua inclinação e orientação. A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial, as perdas por mismatch que são o descasamento entre painéis de uma mesma fileira, as resistências dos condutores e o estado de limpeza dos painéis também influenciam a performance do sistema gerador fotovoltaico – vide Tabela 9 a seguir.

MESES	SOMBREAMENTO	ANGULAR & ESPECTRAIS	SUJEIRA	MISMATCH	TEMPERATURA	CABOS CC	CABOS CA	INVERSOR	IRRADIAÇÃO	EFICIÊNCIA TOTAL
JANEIRO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	89,44%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**76,07%**
FEVEREIRO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	89,74%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**76,33%**
MARÇO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	91,32%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**77,67%**
ABRIL	97%	97,5%	98,0%	98,5%	91,57%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**77,88%**
MAIO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	93,79%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**79,77%**
JUNHO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	95,22%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**80,98%**
JULHO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	94,34%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**80,24%**
AGOSTO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	93,49%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**79,51%**
SETEMBRO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	92,65%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**78,80%**
OUTUBRO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	91,19%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**77,56%**
NOVEMBRO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	90,31%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**76,81%**
DEZEMBRO	97%	97,5%	98,0%	98,5%	89,15%	99%	99,5%	97,5%	97,0%	**75,82%**

Tabela 9 – Cálculo da eficiência de um sistema fotovoltaico.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do software RADIASOL, 2014.

Cabe destacar que algumas perdas são dadas na literatura, segundo a ABINEE (2012), as perdas por sombreamento são do nível de 3%, angulares e espectrais de 2,5%, a sujeira dos módulos provoca uma perda média de 2%, as perdas por mismatch que são o descasamento entre painéis gira em torno de 0,5% até 1,5%, a queda de tensão gera

perdas em corrente alternada e contínua entre 1,0%-1,5% para cabos em C.C e 0,5%-1,0% para cabos em C.A., o inversor de frequência do projeto contribui para aumentar as perdas com 2,5% e ainda as perdas por irradiação solar que pode ser considerado um valor médio de 3%. Além de todos esses fatores que são dados pela literatura, as perdas por temperatura devem ser calculadas de acordo com a localidade de instalação do projeto e são as maiores para todo projeto fotovoltaico.

Com os dados apresentados nas Tabela 8 e Tabela 9, encontrou-se o valor gerado de energia desse sistema fotovoltaico com 3,5 kWp para os 12 meses do ano e a partir desse dado, sua geração anualmente – vide Tabela 10 e Equação 2.

Equação 2 – Energia gerada no mês em kWh.

$$E = \frac{\mathrm{G}(\alpha, \beta)}{\text{mês}} \times PR \times W$$

Onde,

$E = Energia\ gerada\ no\ mês\ em\ kWh.$

$\frac{\mathrm{G}(\alpha, \beta)}{\text{mês}} = \text{Radiação solar em} \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}\ no\ mês.$

$PR = Perdas\ do\ sistema\ fotovoltaico\ no\ mês.$

$W = Potência\ instalada\ do\ sistema\ fotovoltaico.$

MESES	ENERGIA INCIDENTE			EFICIÊNCIA TOTAL	ENERGIA GERADA (kWh)
	N° DIAS	G(α,β) / dia [kWh/m2]	G(α,β) / mês [kWh/m2]		
JANEIRO	31	4,96	153,76	76,07%	409,37
FEVEREIRO	28	5,22	146,16	76,33%	390,45
MARÇO	31	4,86	150,66	77,67%	409,55
ABRIL	30	4,71	141,30	77,88%	385,17
MAIO	31	4,29	132,99	79,77%	371,30
JUNHO	30	4,38	131,40	80,98%	372,45
JULHO	31	4,25	131,75	80,24%	370,01
AGOSTO	31	4,75	147,25	79,51%	409,79
SETEMBRO	30	4,21	126,30	78,80%	348,34
OUTUBRO	31	4,47	138,57	77,56%	376,14
NOVEMBRO	30	4,63	138,90	76,81%	373,40

DEZEMBRO	31	4,92	152,52	75,82%	404,74
	TOTAL			**4.620,71 kWh/ano**	

Tabela 10 – Calculo da energia gerada do sistema fotovoltaico em kWh por mês.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do software RADIASOL, 2014.

Como o objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade de um modelo comercial para o consumidor brasileiro, a simulação desta dissertação terá como base os mesmos dados técnicos para todos os itens deste capítulo, tendo em vista que não há mudanças na tecnologia e localidade, contudo ocorrerão adaptações na parte econômica, de acordo com a medida proposta.

1.2 A análise de viabilidade: a parte econômica.

No que diz respeito à parte econômica, a seguir serão destacadas as ferramentas utilizadas para decidir se o projeto deve ser realizado e como foi elaborado o cálculo desses indicadores.

O tempo de análise da viabilidade econômica do projeto foi definido para 25 anos, mesmo período utilizado na literatura e pela ABINEE (2012) na análise da inserção da tecnologia solar. Tendo em vista que este tipo de projeto tem uma vida útil entre 30 e 40 anos, a análise até o ano 25 permite dizer se o consumidor consegue realizar novos investimentos para esta tecnologia antes da degradação de grande parte da potência do sistema fotovoltaico.

Do ponto de vista da microgeração de energia pelos consumidores, admitiu-se uma perda de potência de 0,5% a.a., dado o desgaste e redução do tempo de vida útil dos equipamentos.

Para fins de consumo de energia, será definido o padrão de consumo de energia elétrica em kWh durante os meses do ano para uma típica família brasileira, que está no perfil entre 10 salários mínimos até mais de 30 salários mínimos, público alvo definido como potencial entrante para projetos como este – vide Tabela 3 no capítulo 2 desta dissertação. Além disso, foi adotada uma taxa de crescimento de 1% ao ano na demanda energética do domicílio analisado.

A partir do dado de microgeração domiciliar e a demanda de energia elétrica da família, pode-se estabelecer o net-metering da geração distribuída desta residência, ou seja, a medição líquida desse sistema de compensação estabelecido pela resolução 482.

Todas essas informações estão disponibilizadas na Tabela 11 e cabe destacar que estes dados de geração e consumo de energia serão os mesmos para simulação de cada proposta apresentada neste capítulo, para avaliar de fato o resultado econômico e qual a melhor proposta para este projeto de GD-FV.

DADOS DE ENERGIA DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA			
ANO	**CONSUMO FAMÍLIA [kWh] (1)**	**GERAÇÃO FAMÍLIA - GD [kWh] (2)**	**SALDO DO NET-METERING [kWh] (3)**
0	----------------------------	-------------------------------	-------------------------------
1	8.567,00	4.620,71	3.946,29
2	8.652,67	4.597,60	4.055,07
3	8.739,20	4.574,61	4.164,58
4	8.826,59	4.551,74	4.274,85
5	8.914,85	4.528,98	4.385,87
6	9.004,00	4.506,34	4.497,67
7	9.094,04	4.483,81	4.610,24
8	9.184,98	4.461,39	4.723,60
9	9.276,83	4.439,08	4.837,75
10	9.369,60	4.416,88	4.952,72
11	9.463,30	4.394,80	5.068,50
12	9.557,93	4.372,83	5.185,10
13	9.653,51	4.350,96	5.302,55
14	9.750,05	4.329,21	5.420,84
15	9.847,55	4.307,56	5.539,98
16	9.946,02	4.286,02	5.660,00
17	10.045,48	4.264,59	5.780,89
18	10.145,94	4.243,27	5.902,67
19	10.247,40	4.222,05	6.025,34
20	10.349,87	4.200,94	6.148,93
21	10.453,37	4.179,94	6.273,43
22	10.557,90	4.159,04	6.398,86
23	10.663,48	4.138,24	6.525,24
24	10.770,12	4.117,55	6.652,56
25	10.877,82	4.096,96	6.780,85

(1)- Foi utilizada uma taxa de crescimento de 1% a.a. para o consumo de energia.

(2) - Foi usado no cálculo queda de 0,5% na potência anual da GD.

(3) - Saldo referente ao total Consumido - total Gerado com a GD.

Tabela 11 – Dados de energia do projeto de GD fotovoltaico.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do software RADIASOL, 2014.

A partir os dados de consumo e geração de energia da família apresentados na Tabela 11, pode-se calcular o quanto este domicílio gasta em R$ com energia elétrica anualmente. Para isso, utilizou-se a tarifa de energia elétrica vigente nas distribuidoras do estado do Rio de Janeiro, no valor de 0,6327 R$/kWh. Ao longo dos anos, foi adotado um reajuste de 0,4% pela inflação no valor da tarifa de energia elétrica adotada.

Além do consumo das famílias em R$, foi calculado o quanto a família ganha em reais ao gerar sua própria energia a partir da instalação do projeto fotovoltaico de GD. Para esse cálculo, também foi usada a tarifa de energia elétrica da distribuidora local e o reajuste anual pela inflação de 0,4%.

Com os dados do gasto total com consumo de energia elétrica e o benefício total da família que realizou a autoprodução no seu domicílio, pode-se criar um indicador chamado custo de oportunidade com a GD, onde há o saldo referente a medição líquida (net-metering) do projeto em valores monetários e dessa forma, criar o fluxo de caixa para os 25 anos de análise da viabilidade econômica do projeto – vide Tabela 12.

DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA										
ANO	PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	GASTO FAMÍLIA SEM GD - [R$]		GASTO FAMÍLIA COM GD - [R$]		CUSTO DE OPORT. GD - [R$]		FLUXO DE CAIXA	
0	-----------------	---------------------------		------------------------		-R$	20.405,00	-R$	20.405,00
1	0,6327	R$	5.420,51	R$	2.496,90	R$	2.923,61	-R$	17.481,39
2	0,6580	R$	5.693,71	R$	2.668,35	R$	3.025,35	-R$	14.456,03
3	0,6843	R$	5.980,67	R$	2.850,03	R$	3.130,64	-R$	11.325,40
4	0,7117	R$	6.282,09	R$	3.042,51	R$	3.239,58	-R$	8.085,81
5	0,7402	R$	6.598,71	R$	3.246,39	R$	3.352,32	-R$	4.733,49
6	0,7698	R$	6.931,29	R$	3.462,31	R$	3.468,98	-R$	1.264,51
7	0,8006	R$	7.280,62	R$	3.690,92	R$	3.589,70	R$	2.325,19
8	0,8326	R$	7.647,57	R$	3.932,94	R$	3.714,62	R$	6.039,81
9	0,8659	R$	8.033,00	R$	4.189,11	R$	3.843,89	R$	9.883,71
10	0,9006	R$	8.437,87	R$	4.460,21	R$	3.977,66	R$	13.861,37
11	0,9366	R$	8.863,14	R$	4.747,05	R$	4.116,08	R$	17.977,45
12	0,9740	R$	9.309,84	R$	5.050,52	R$	4.259,32	R$	22.236,77
13	1,0130	R$	9.779,05	R$	5.371,51	R$	4.407,55	R$	26.644,32
14	1,0535	R$	10.271,92	R$	5.710,99	R$	4.560,93	R$	31.205,25
15	1,0957	R$	10.789,62	R$	6.069,97	R$	4.719,65	R$	35.924,90
16	1,1395	R$	11.333,42	R$	6.449,53	R$	4.883,89	R$	40.808,79
17	1,1851	R$	11.904,63	R$	6.850,77	R$	5.053,85	R$	45.862,64
18	1,2325	R$	12.504,62	R$	7.274,89	R$	5.229,73	R$	51.092,37
19	1,2818	R$	13.134,85	R$	7.723,13	R$	5.411,72	R$	56.504,09
20	1,3330	R$	13.796,85	R$	8.196,80	R$	5.600,05	R$	62.104,14
21	1,3864	R$	14.492,21	R$	8.697,28	R$	5.794,93	R$	67.899,07
22	1,4418	R$	15.222,62	R$	9.226,02	R$	5.996,59	R$	73.895,66
23	1,4995	R$	15.989,84	R$	9.784,56	R$	6.205,28	R$	80.100,94
24	1,5595	R$	16.795,72	R$	10.374,50	R$	6.421,22	R$	86.522,16

25	1,6219	R$	17.642,23	R$	10.997,55	R$	6.644,68	R$	93.166,84

(1) - Foi utilizada uma taxa de crescimento de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela inflação.

Tabela 12 – Dados econômicos do projeto de GD fotovoltaico.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do software RADIASOL, 2014.

Com relação aos dados apresentados na Tabela 12, abaixo serão apresentadas as metodologias de cálculo para cada item analisado.

Sobre a coluna referente às tarifas de energia elétrica, elas foram projetadas para cada ano t com base na seguinte equação:

Equação 3 – Cálculo da tarifa de energia elétrica para cada ano t do projeto.

$$\mathbf{p = p\,(t-1) + 0,4\% * p\,(t-1)}$$

Onde,

p = Preço da tarifa de energia elétrica em R$/kWh. t= ano corrente;

t-1= ano anterior;

0,4% = reajuste pela inflação;

Para calcular quanto o domicílio gastou com energia elétrica para cada ano t, foram efetuadas as projeções de acordo com a Equação 4.

Equação 4 – Cálculo do dispêndio financeiro do domicílio com energia elétrica em R$.

$$GT(t) = C\,(t) * p(t)$$

Onde,

GT(t) = Gasto Total do domicílio com energia elétrica no ano t em R$.

C(t) = Consumo Total de energia elétrica do domicílio no ano t em kWh.

p(t) = Tarifa de energia elétrica do sistema para o ano t em R$/kWh.

No que diz respeito ao benefício econômico proporcionado pela autoprodução de energia elétrica no domicílio, será apresentado na Equação 5 a seguir o cálculo para cada ano t do projeto.

Equação 5 - Cálculo do benefício financeiro do domicílio com GD fotovoltaica em R$.

$$BT(t) = G\,(t) * p(t)$$

Onde,

BT(t) = Benefício Total do domicílio pela microgeração de energia elétrica no ano t em R$.

G(t) = Geração Total de energia elétrica do domicílio no ano t em kWh.

p(t) = Tarifa de energia elétrica do sistema para o ano t em R$/kWh.

Equação 6 – Cálculo do dispêndio financeiro do domicílio que possui GD com energia elétrica em R$.

GTD t = GT t – BT (t)

Onde,

GTD(t) = Gasto Total do domicílio que possui GD com energia elétrica no ano t em R$.

C(t) = Consumo Total de energia elétrica do domicílio no ano t em kWh.

p(t) = Tarifa de energia elétrica do sistema para o ano t em R$/kWh.

Com base nas Equação 4 e Equação 6, pôde-se criar um indicador relacionado ao custo de oportunidade para o domicílio que possui autoprodução de energia elétrica, a sua forma de cálculo será apresentada na Equação 7 para cada ano t do projeto.

Equação 7 – Cálculo do custo de oportunidade do domicílio ao optar pela GD.

CO t = GT t – GTD(t)

Onde,

CO(t) = Custo de Oportunidade do projeto no ano t em R$.

GT(t) = Gasto Total do domicílio com energia elétrica no ano t em R$.

GTD(t) = Gasto Total do domicílio que possui GD com energia elétrica no ano t em R$.

O custo de oportunidade de instalação da GD fotovoltaica guiará o fluxo de caixa do projeto, responsável por calcular a viabilidade no retorno do investimento inicial do projeto durante 25 anos, esse fluxo foi calculado como mostra a Equação 8.

Equação 8 – Cálculo do Fluxo de Caixa do projeto de GD fotovoltaico.

$$\mathrm{F(t)} = F_{(t\,!\,1)} + CO_{(t)}$$

Onde,

F(t) = Fluxo de caixa no ano t em R$.

F(t-1) = Fluxo de caixa no ano t-1 em R$.

CO(t) = Custo de Oportunidade do projeto no ano t em R$.

Vale destacar que o fluxo de caixa no ano 0 equivale ao investimento inicial do projeto, no valor de R$ 20.405,00. Com a análise do fluxo de caixa estruturada e a definição de sua metodologia de cálculo, serão analisados indicadores de retorno sobre o investimento a partir desse dado.

O primeiro deles é o payback. Este indicador analisa o momento temporal em que o projeto já conseguiu pagar o valor investido inicialmente. Resumidamente, pode- se dizer que é o ano, mês ou número de dias em que o fluxo de caixa do projeto passa a ser positivo. Sua forma de cálculo está demonstrada na Equação 9.

Equação 9 – Metodologia de cálculo do payback simples.

$$|F_{t\,!\,0}| = \sum_{t\,!\,0} F(t)$$

Onde,

F(t=0) = Fluxo de caixa no ano que é realizado o investimento inicial em R$.

F(t>0) = Fluxo de caixa descontado a partir do momento que o investimento foi realizado em R$.

O segundo indicador financeiro adotado para analisar este projeto é o Valor Presente Líquido (VPL). O VPL aponta em quanto o fluxo de caixa está a valores presentes do capital investido, ou seja, caso o investidor tenha aplicado R$ 20.405,00 no projeto de GD e o seu VPL seja R$ 15.000,00, embora o fluxo financeiro tenha sido positivo, economicamente o projeto não valeu a pena, pois o fluxo de caixa trazido a valores presentes é inferior ao montante aplicado. Para auxiliar no cálculo do VPL, deve-se utilizar uma taxa de desconto do mercado, chamada de custo de oportunidade do capital (WACC). Nesta dissertação de mestrado será adotada a taxa de 6% a.a., a mesma utilizada em projetos de GD FV observados no estudo da ABINEE (2012), esta taxa é um pouco inferior a poupança, justamente para efeitos de comparação com esse tipo de investimento. Na Equação 11, será demonstrado o cálculo do VPL para a análise de viabilidade econômica.

Equação 10 – Metodologia de cálculo do Valor Presente Líquido – VPL.

$$VPL_t = \sum_{t\,!\,0}^{n} \frac{F_t}{(1+t)^t}$$

Onde,

VPLt = Valor Presente Líquido em R$ para o ano t.

$\sum_{t\,!\,0}^{n} \frac{F_t}{(1\,!\,t)^t}$ = Somatório do fluxo de caixa acumulado do projeto para o ano t analisado.

O terceiro e último indicador que será analisado para viabilizar o projeto de GD é a Taxa Interna de Retorno - TIR. A TIR indica a taxa de retorno do investimento tendo como base o mesmo fluxo de caixa livre acumulado do VPL. A diferença é que enquanto o VPL oferecer um indicador absoluto e em moeda, a TIR oferece uma visão de retorno percentual que pode ser mais facilmente comparada aos outros investimentos. Além disso, esta é a taxa de reflete o exato momento onde o VPL do projeto é nulo e serve de comparação com outros investimentos, ou seja, se a sua TIR for de 0,2% ao mês e a poupança estiver pagando 0,5% ao mês, a decisão matemática deve ser não investir do projeto e aplicar esse capital de outra forma. Além disso, deve-se definir uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) para o projeto, ou seja, estimação do retorno mínimo que o projeto deve gerar, neste caso foi considerado o valor de 10% a.a. baseado na rentabilidade da renda fixa – vide Equação 11.

Equação 11 – Metodologia de cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR).

$$TIR = \sum_{t ! 0}^{n} \frac{F_t}{(1 + i)^n} = 0$$

Onde,

TIR = Taxa Interna de Retorno.

$\sum_{t ! 0}^{n} \frac{F_t}{(1 ! \mathrm{i})^n}$ = Somatório do fluxo de caixa acumulado do projeto para o ano t analisado, dada uma taxa de atratividade mínima do projeto i.

Por fim, pode-se dizer que estes indicadores podem ser comparados com a aplicação do investimento inicial do projeto com a poupança e com os investimentos de renda fixa, tendo em vista que são aplicações mais seguras e o investidor consegue manter a sua rentabilidade ao longo do tempo.

2 I CENÁRIO BASE – MODELO REGULATÓRIO VIGENTE

Neste item, será analisado o consumo de energia elétrica da família que instalou o projeto de GD fotovoltaica segundo a regulação vigente 482 da ANEEL e como ficou o impacto econômico nesta situação.

Na Tabela 13a seguir, estará apresentado na primeira coluna o ano de instalação do projeto, vale lembrar que ano 0 é o ano apenas de investimento na tecnologia, por isso não apresenta resultado. Já na segunda coluna, pode ser observado o consumo da família sem a existência de GD, na terceira coluna estão os resultados apenas da autoprodução gerada pela família e na última coluna, o saldo dessa operação, todos os dados em kWh.

DADOS DE ENERGIA DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA			
ANO	CONSUMO FAMÍLIA [kWh] (1)	GERAÇÃO FAMÍLIA - GD [kWh] (2)	SALDO DO NET-METERING[kWh] (3)
0	----------------------------	-------------------------------	-------------------------------
1	8.567,00	4.620,71	3.946,29
2	8.652,67	4.597,60	4.055,07
3	8.739,20	4.574,61	4.164,58
4	8.826,59	4.551,74	4.274,85
5	8.914,85	4.528,98	4.385,87
6	9.004,00	4.506,34	4.497,67
7	9.094,04	4.483,81	4.610,24
8	9.184,98	4.461,39	4.723,60
9	9.276,83	4.439,08	4.837,75
10	9.369,60	4.416,88	4.952,72
11	9.463,30	4.394,80	5.068,50
12	9.557,93	4.372,83	5.185,10
13	9.653,51	4.350,96	5.302,55
14	9.750,05	4.329,21	5.420,84
15	9.847,55	4.307,56	5.539,98
16	9.946,02	4.286,02	5.660,00
17	10.045,48	4.264,59	5.780,89
18	10.145,94	4.243,27	5.902,67
19	10.247,40	4.222,05	6.025,34
20	10.349,87	4.200,94	6.148,93
21	10.453,37	4.179,94	6.273,43
22	10.557,90	4.159,04	6.398,86
23	10.663,48	4.138,24	6.525,24
24	10.770,12	4.117,55	6.652,56
25	10.877,82	4.096,96	6.780,85

(1) - Foi utilizada uma taxa de crescimento de 1% a.a. para o consumo de energia.

(2) - Foi usado no cálculo queda de 0,5% na potência anual da GD.

(3) - Saldo referente ao total Consumido - total Gerado com a GD.

Tabela 13 – Análise de viabilidade técnico-econômica do projeto de geração distribuída fotovoltaica, apresentação dos dados de energia da família analisada.

Fonte: Elaboração própria.

Além dessas informações, cabe destacar que foi utilizada uma taxa de crescimento da demanda de energia em 1% para cada ano e no que diz respeito a geração distribuída, foi inserida uma degradação de 0,5% na potência do sistema fotovoltaico para cada ano do projeto.

A partir desses dados, pode-se calcular a segunda parte do EVTE como é observado na Tabela 14.

DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA					
ANO	PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	GASTO FAMÍLIA	GASTO FAMÍLIA COM GD - [R$]	CUSTO DE OPORT. GD - [R$]	FLUXO DE CAIXA [R$]
0	-------------------	-------------------------	-------------------------	-R$ 20.405,00	-R$ 20.405,00
1	0,6327	R$ 5.420,51	R$ 2.496,90	R$ 2.923,61	-R$ 17.481,39
2	0,6580	R$ 5.693,71	R$ 2.668,35	R$ 3.025,35	-R$ 14.456,03
3	0,6843	R$ 5.980,67	R$ 2.850,03	R$ 3.130,64	-R$ 11.325,40
4	0,7117	R$ 6.282,09	R$ 3.042,51	R$ 3.239,58	-R$ 8.085,81
5	0,7402	R$ 6.598,71	R$ 3.246,39	R$ 3.352,32	-R$ 4.733,49
6	0,7698	R$ 6.931,29	R$ 3.462,31	R$ 3.468,98	-R$ 1.264,51
7	0,8006	R$ 7.280,62	R$ 3.690,92	R$ 3.589,70	R$ 2.325,19
8	0,8326	R$ 7.647,57	R$ 3.932,94	R$ 3.714,62	R$ 6.039,81
9	0,8659	R$ 8.033,00	R$ 4.189,11	R$ 3.843,89	R$ 9.883,71
10	0,9006	R$ 8.437,87	R$ 4.460,21	R$ 3.977,66	R$ 13.861,37
11	0,9366	R$ 8.863,14	R$ 4.747,05	R$ 4.116,08	R$ 17.977,45
12	0,9740	R$ 9.309,84	R$ 5.050,52	R$ 4.259,32	R$ 22.236,77
13	1,0130	R$ 9.779,05	R$ 5.371,51	R$ 4.407,55	R$ 26.644,32
14	1,0535	R$ 10.271,92	R$ 5.710,99	R$ 4.560,93	R$ 31.205,25
15	1,0957	R$ 10.789,62	R$ 6.069,97	R$ 4.719,65	R$ 35.924,90
16	1,1395	R$ 11.333,42	R$ 6.449,53	R$ 4.883,89	R$ 40.808,79
17	1,1851	R$ 11.904,63	R$ 6.850,77	R$ 5.053,85	R$ 45.862,64
18	1,2325	R$ 12.504,62	R$ 7.274,89	R$ 5.229,73	R$ 51.092,37
19	1,2818	R$ 13.134,85	R$ 7.723,13	R$ 5.411,72	R$ 56.504,09
20	1,3330	R$ 13.796,85	R$ 8.196,80	R$ 5.600,05	R$ 62.104,14
21	1,3864	R$ 14.492,21	R$ 8.697,28	R$ 5.794,93	R$ 67.899,07
22	1,4418	R$ 15.222,62	R$ 9.226,02	R$ 5.996,59	R$ 73.895,66
23	1,4995	R$ 15.989,84	R$ 9.784,56	R$ 6.205,28	R$ 80.100,94
24	1,5595	R$ 16.795,72	R$ 10.374,50	R$ 6.421,22	R$ 86.522,16
25	1,6219	R$ 17.642,23	R$ 10.997,55	R$ 6.644,68	R$ 93.166,84

(1) - Foi utilizada uma taxa de crescimento de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela inflação.

Tabela 14 - Análise de viabilidade técnico-econômica do projeto de geração distribuída fotovoltaica – simulação com a regulação vigente.

Fonte: Elaboração própria.

Foi utilizada a tarifa de energia vigente nas concessões do estado do RJ no valor de 0,6327 R$/kWh e variação de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela

inflação ao longo dos anos. Além disso, foi calculado o gasto com energia elétrica dessa família sem a implementação do projeto de GD, em seguida apresentado o gasto com energia elétrica da família quando optou pela instalação da GD e o custo de oportunidade de possuir esta tecnologia, sendo calculado pela diferença entre os dois primeiros.

Sabendo que o custo do projeto foi de R$ 20.405, demora-se 8 anos para pagá-lo na ótica do payback, tendo em vista que este tempo varia de acordo com cada escopo de instalação.

Apenas a análise do payback é insuficiente para avaliar se realmente vale a pena instalar o projeto de GD pela família em questão, deve-se analisar outros indicadores de investimentos como TIR, VPL e a comparação com outros investimentos do mercado, essas informações estão na Tabela 15.

INDICADORES DE INVESTIMENTO						
ANO	TIR	VPL (1)	POUPANÇA (2)		RENDA FIXA (3)	
0	-	-R$ 19.250,00	R$	21.629,30	R$	22.445,50
1	-	-R$ 34.808,37	R$	22.927,06	R$	24.690,05
2	-	-R$ 46.945,94	R$	24.302,68	R$	27.159,06
3	-	-R$ 55.916,71	R$	25.760,84	R$	29.874,96
4	-	-R$ 61.958,90	R$	27.306,49	R$	32.862,46
5	-	-R$ 65.295,83	R$	28.944,88	R$	36.148,70
6	-	-R$ 66.136,80	R$	30.681,58	R$	39.763,57
7	-	-R$ 64.677,94	R$	32.522,47	R$	43.739,93
8	-	-R$ 61.102,99	R$	34.473,82	R$	48.113,92
9	-20,56%	-R$ 55.583,98	R$	36.542,25	R$	52.925,31
10	-11,66%	-R$ 48.281,98	R$	38.734,78	R$	58.217,85
11	-5,42%	-R$ 39.347,74	R$	41.058,87	R$	64.039,63
12	-0,84%	-R$ 28.922,27	R$	43.522,40	R$	70.443,59
13	2,63%	-R$ 17.137,47	R$	46.133,75	R$	77.487,95
14	5,32%	-R$ 4.116,61	R$	48.901,77	R$	85.236,75
15	7,43%	R$ 10.025,09	R$	51.835,88	R$	93.760,42
16	9,12%	R$ 25.180,03	R$	54.946,03	R$	103.136,47
17	10,49%	R$ 41.247,72	R$	58.242,79	R$	113.450,11
18	11,61%	R$ 58.134,41	R$	61.737,36	R$	124.795,12
19	12,53%	R$ 75.752,65	R$	65.441,60	R$	137.274,64
20	13,30%	R$ 94.020,92	R$	69.368,10	R$	151.002,10
21	13,94%	R$ 112.863,26	R$	73.530,18	R$	166.102,31
22	14,48%	R$ 132.208,94	R$	77.941,99	R$	182.712,54
23	14,93%	R$ 151.992,16	R$	82.618,51	R$	200.983,80
24	15,32%	R$ 172.151,70	R$	87.575,62	R$	221.082,17

25	15,65%	R$ 192.630,71	R$	92.830,16	R$	243.190,39

(1) - Foi utilizada uma taxa de desconto de 6% a.a.

(2) - Considerado o dinheiro do investimento aplicado em 6% a.a.

(3) - Considerado dinheiro do investimento aplicado em 10% a.a.

Tabela 15 – Indicadores de investimento para decidir se os consumidores devem instalar o projeto de GD – simulação com a regulação vigente.

Fonte: Elaboração própria.

Com relação a taxa interna de retorno, a TIR só apresenta uma taxa positiva e maior que o custo inicial do projeto, analisado na ótica do VPL, a partir do 16º ano. Além dessas informações, vale destacar que é necessário comparar o VPL do projeto com as opções de investimento de mercado, assim caso o capital inicial da geração distribuída seja aplicado na poupança com rendimento anual de 6%, a poupança fica mais competitiva que a instalação até o ano 18, depois desse período vale a pena instalar o projeto. Indo mais além, sabendo que a renda fixa é um tipo de investimento atrelado à taxa de juros brasileira e apresenta risco baixo ao consumidor, considerando que seja 10% ao ano a taxa de retorno de um fundo desse tipo, o projeto torna-se inviável, pois é mais vantajoso investir em renda fixa no ano 25 na comparação com a aplicação do projeto a valores presentes para o mesmo período.

3 | TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA DIFERENCIADA.

Como forma de incentivar a disseminação da tecnologia de GD no país, neste item 4.3 será proposta uma tarifa de energia elétrica diferenciada para os domicílios que adotarem este tipo de tecnologia.

Tendo em vista que a composição da tarifa de energia elétrica definida pela ANEEL (2014b) engloba 27% de tributos e 12% de encargos, assim será proposta a isenção de 12% de encargos no item 4.3.1.

Para analisar se realmente o desconto na tarifa impacta o fluxo de caixa do projeto de GD fotovoltaico, será simulado a isenção total de tributos e encargos para os consumidores que adotarem o sistema em suas residências, gerando um desconto global de 39% - vide item 4.3.2.

3.1 Desconto de 12%[1]

A partir dos dados de consumo de energia elétrica do domicílio simulados na Tabela 13, pode-se calcular os impactos econômicos da proposta de redução em 12% da tarifa de

1 O desconto na tarifa de energia elétrica para quem possui microgeração distribuída poderá gerar um problema chamado free rider ou carona na teoria microeconômica e que precisará de uma solução. A microeconomia define o comportamento free rider como sendo aquele em que um ou mais agentes econômicos acabam usufruindo de um determinado benefício proveniente de um bem, sem que tenha havido uma contribuição para a obtenção de tal. No caso da GD, algum agente pode instalar apenas uma quantidade mínima necessária para usufruir desse benefício.

eletricidade, como é observado na Tabela 16. Assim, nesta etapa foi utilizada uma tarifa diferenciada para a família com GD, aumentando o custo de oportunidade do projeto, na comparação com a simulação sem propostas, apenas com a regulação vigente.

DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA										
ANO	PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	NOVO PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	CONSUMO FAMÍLIA SEM GD - [R$]		CONSUMO FAMÍLIA COM GD - [R$]		CUSTO DE OPORT. GD - [R$]		FLUXO DE CAIXA [R$]	
0	----------------------	------------------	------------------------		---------------------------		-R$	20.405,00	-R$	20.405,00
1	0,6327	0,5568	R$	5.420,51	R$	2.197,27	R$	3.223,24	-R$	17.181,76
2	0,6580	0,5791	R$	5.693,71	R$	2.348,15	R$	3.345,56	-R$	13.836,20
3	0,6843	0,6022	R$	5.980,67	R$	2.508,03	R$	3.472,64	-R$	10.363,56
4	0,7117	0,6263	R$	6.282,09	R$	2.677,41	R$	3.604,68	-R$	6.758,88
5	0,7402	0,6514	R$	6.598,71	R$	2.856,82	R$	3.741,89	-R$	3.016,99
6	0,7698	0,6774	R$	6.931,29	R$	3.046,83	R$	3.884,46	R$	867,47
7	0,8006	0,7045	R$	7.280,62	R$	3.248,01	R$	4.032,61	R$	4.900,08
8	0,8326	0,7327	R$	7.647,57	R$	3.460,99	R$	4.186,58	R$	9.086,66
9	0,8659	0,7620	R$	8.033,00	R$	3.686,42	R$	4.346,59	R$	13.433,24
10	0,9006	0,7925	R$	8.437,87	R$	3.924,98	R$	4.512,88	R$	17.946,13
11	0,9366	0,8242	R$	8.863,14	R$	4.177,41	R$	4.685,73	R$	22.631,86
12	0,9740	0,8572	R$	9.309,84	R$	4.444,45	R$	4.865,38	R$	27.497,24
13	1,0130	0,8914	R$	9.779,05	R$	4.726,93	R$	5.052,13	R$	32.549,37
14	1,0535	0,9271	R$	10.271,92	R$	5.025,67	R$	5.246,25	R$	37.795,62
15	1,0957	0,9642	R$	10.789,62	R$	5.341,58	R$	5.448,05	R$	43.243,66
16	1,1395	1,0028	R$	11.333,42	R$	5.675,58	R$	5.657,84	R$	48.901,50
17	1,1851	1,0429	R$	11.904,63	R$	6.028,68	R$	5.875,95	R$	54.777,44
18	1,2325	1,0846	R$	12.504,62	R$	6.401,90	R$	6.102,71	R$	60.880,16
19	1,2818	1,1280	R$	13.134,85	R$	6.796,35	R$	6.338,50	R$	67.218,66
20	1,3330	1,1731	R$	13.796,85	R$	7.213,18	R$	6.583,67	R$	73.802,32
21	1,3864	1,2200	R$	14.492,21	R$	7.653,60	R$	6.838,60	R$	80.640,92
22	1,4418	1,2688	R$	15.222,62	R$	8.118,90	R$	7.103,72	R$	87.744,64
23	1,4995	1,3196	R$	15.989,84	R$	8.610,41	R$	7.379,42	R$	95.124,07
24	1,5595	1,3723	R$	16.795,72	R$	9.129,56	R$	7.666,16	R$	102.790,23
25	1,6219	1,4272	R$	17.642,23	R$	9.677,84	R$	7.964,38	R$	110.754,61

(1) - Foi utilizada uma taxa de crescimento de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela inflação.

Tabela 16 - Análise de viabilidade técnico-econômica do projeto de geração distribuída fotovoltaica – simulação com desconto de 12% na tarifa de energia elétrica.

Fonte: Elaboração própria.

Com o desconto de 12% proposto para as famílias que possuem o sistema de microgeração fotovoltaico, a tarifa inicial no ano 1 é de 0,5568 R$/kWh enquanto a praticada pela concessionária é de 0,6327 R$/kWh, uma redução de 0,0759 R$/kWh.

A redução de 12% na tarifa de energia elétrica gera um aumento no custo de oportunidade para as famílias que optaram pela instalação da GD, o que tornou a inserção desta microgeração mais atrativa com relação ao pagamento da tarifa convencional. Este fato é observado quando analisado o payback pelo tempo de pagamento do custo do projeto, neste cenário com proposta de tarifa diferenciada em 12%, há uma redução para 6 anos ante 7 anos na atual legislação, o que revela que o projeto mesmo com impacto menor no desconto da tarifa ainda está melhor na comparação com a regulação vigente no item 4.2.

Para avaliar se realmente vale a pena instalar o projeto de GD dessa família com subsídio tarifário, serão analisados na Tabela 17os indicadores de retorno do investimento.

INDICADORES DE INVESTIMENTO						
ANO	TIR	VPL (1)	POUPANÇA (2)		RENDA FIXA (3)	
0	-	-R$ 19.250,00	R$	21.629,30	R$	22.445,50
1	-	-R$ 34.541,70	R$	22.927,06	R$	24.690,05
2	-	-R$ 46.158,85	R$	24.302,68	R$	27.159,06
3	-	-R$ 54.367,76	R$	25.760,84	R$	29.874,96
4	-	-R$ 59.418,38	R$	27.306,49	R$	32.862,46
5	-	-R$ 61.545,24	R$	28.944,88	R$	36.148,70
6	-	-R$ 60.968,33	R$	30.681,58	R$	39.763,57
7	-	-R$ 57.893,96	R$	32.522,47	R$	43.739,93
8	-24,37%	-R$ 52.515,58	R$	34.473,82	R$	48.113,92
9	-13,35%	-R$ 45.014,53	R$	36.542,25	R$	52.925,31
10	-5,85%	-R$ 35.560,73	R$	38.734,78	R$	58.217,85
11	-0,48%	-R$ 24.313,39	R$	41.058,87	R$	64.039,63
12	3,51%	-R$ 11.421,61	R$	43.522,40	R$	70.443,59
13	6,54%	R$ 2.975,01	R$	46.133,75	R$	77.487,95
14	8,90%	R$ 18.745,80	R$	48.901,77	R$	85.236,75
15	10,76%	R$ 35.768,51	R$	51.835,88	R$	93.760,42
16	12,24%	R$ 53.928,78	R$	54.946,03	R$	103.136,47
17	13,44%	R$ 73.119,72	R$	58.242,79	R$	113.450,11
18	14,42%	R$ 93.241,40	R$	61.737,36	R$	124.795,12
19	15,22%	R$ 114.200,50	R$	65.441,60	R$	137.274,64
20	15,88%	R$ 135.909,85	R$	69.368,10	R$	151.002,10
21	16,44%	R$ 158.288,12	R$	73.530,18	R$	166.102,31
22	16,90%	R$ 181.259,43	R$	77.941,99	R$	182.712,54

23	17,29%	R$ 204.753,03	R$	82.618,51	R$	200.983,80
24	17,62%	R$ 228.703,01	R$	87.575,62	R$	221.082,17
25	17,90%	R$ 253.047,98	R$	92.830,16	R$	243.190,39

(1) - Foi utilizada uma taxa de desconto de 6% a.a.

(2) - Considerado o dinheiro do investimento aplicado em 6% a.a.

(3) - Considerado dinheiro do investimento aplicado em 10% a.a.

Tabela 17 – Indicadores de investimento para decidir se os consumidores devem instalar o projeto de GD – simulação com desconto de 12% na tarifa de energia elétrica.

Fonte: Elaboração própria.

Apesar do menor desconto na tarifa no valor de 12%, pode-se observar a melhoria em todos os indicadores de retorno financeiro do projeto. No que diz respeito à taxa interna de retorno, a TIR só apresenta uma taxa positiva e maior que o investimento inicial do projeto dado pelo VPL a partir do ano 15. Sobre os investimentos alternativos a GD, a poupança também perde a força a partir do ano 16 e passa valer mais a pena fazer a instalação da microgeração. Sobre os investimentos em renda fixa, considerando uma rentabilidade de 10% ao ano, apenas no ano 23 a microgeração assume posição de destaque com alto retorno garantido, frente aos investimentos do mercado.

3.2 Desconto de 39%

Da mesma forma como simulado para o desconto de 12% na tarifa de energia, será testado o desconto máximo possível na tarifa no patamar de 39%, eliminando todos os tributos e encargos, restando apenas os valores que são referentes à operação e manutenção do sistema elétrico.

Com base nos dados de consumo de energia elétrica domiciliar apresentados na Tabela 13, pode-se calcular os impactos econômicos da proposta de redução em 39% da tarifa de eletricidade, como é observado na Tabela 18, o que aumenta ainda mais o custo de oportunidade pela instalação da GD. O objetivo dessa isenção máxima é observar o comportamento em relação ao desconto de 12%, se realmente o impacto é da mesma magnitude.

DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA										
ANO	PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	NOVO PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	CONSUMO FAMÍLIA SEM GD - [R$]		CONSUMO FAMÍLIA COM GD - [R$]		CUSTO DE OPORT. GD - [R$]		FLUXO DE CAIXA [R$]	
0	----------------------------	------------------------	----------------------------		---------------------------		-R$	20.405,00	-R$	20.405,00
1	0,6327	0,3860	R$	5.420,51	R$	1.523,11	R$	3.897,40	-R$	16.507,60
2	0,6580	0,4014	R$	5.693,71	R$	1.627,69	R$	4.066,01	-R$	12.441,58
3	0,6843	0,4175	R$	5.980,67	R$	1.738,52	R$	4.242,15	-R$	8.199,44
4	0,7117	0,4342	R$	6.282,09	R$	1.855,93	R$	4.426,16	-R$	3.773,27
5	0,7402	0,4515	R$	6.598,71	R$	1.980,30	R$	4.618,41	R$	845,14
6	0,7698	0,4696	R$	6.931,29	R$	2.112,01	R$	4.819,28	R$	5.664,42
7	0,8006	0,4884	R$	7.280,62	R$	2.251,46	R$	5.029,16	R$	10.693,58
8	0,8326	0,5079	R$	7.647,57	R$	2.399,10	R$	5.248,47	R$	15.942,05
9	0,8659	0,5282	R$	8.033,00	R$	2.555,36	R$	5.477,65	R$	21.419,70
10	0,9006	0,5493	R$	8.437,87	R$	2.720,73	R$	5.717,14	R$	27.136,84
11	0,9366	0,5713	R$	8.863,14	R$	2.895,70	R$	5.967,43	R$	33.104,28
12	0,9740	0,5942	R$	9.309,84	R$	3.080,82	R$	6.229,02	R$	39.333,30
13	1,0130	0,6179	R$	9.779,05	R$	3.276,62	R$	6.502,43	R$	45.835,73
14	1,0535	0,6427	R$	10.271,92	R$	3.483,70	R$	6.788,22	R$	52.623,95
15	1,0957	0,6684	R$	10.789,62	R$	3.702,68	R$	7.086,94	R$	59.710,89
16	1,1395	0,6951	R$	11.333,42	R$	3.934,21	R$	7.399,21	R$	67.110,10
17	1,1851	0,7229	R$	11.904,63	R$	4.178,97	R$	7.725,65	R$	74.835,75
18	1,2325	0,7518	R$	12.504,62	R$	4.437,68	R$	8.066,93	R$	82.902,69
19	1,2818	0,7819	R$	13.134,85	R$	4.711,11	R$	8.423,74	R$	91.326,43
20	1,3330	0,8132	R$	13.796,85	R$	5.000,05	R$	8.796,80	R$	100.123,23
21	1,3864	0,8457	R$	14.492,21	R$	5.305,34	R$	9.186,87	R$	109.310,10
22	1,4418	0,8795	R$	15.222,62	R$	5.627,87	R$	9.594,74	R$	118.904,84
23	1,4995	0,9147	R$	15.989,84	R$	5.968,58	R$	10.021,25	R$	128.926,10
24	1,5595	0,9513	R$	16.795,72	R$	6.328,45	R$	10.467,28	R$	139.393,37
25	1,6219	0,9893	R$	17.642,23	R$	6.708,51	R$	10.933,72	R$	150.327,09

(1) - Foi utilizada uma taxa de crescimento de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela inflação.

Tabela 18 - Análise de viabilidade técnico-econômica do projeto de geração distribuída fotovoltaica – simulação com desconto de 39% na tarifa de energia elétrica.

Fonte: Elaboração própria.

Para o consumo da família sem GD, foi utilizada a tarifa de energia vigente nas concessões do estado do RJ no valor de 0,6327 R$/kWh e variação de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela inflação ao longo dos anos, como apresentado anteriormente. Para as famílias com o sistema de microgeração definido na resolução 482 da ANEEL, a tarifa inicial no ano 1 é de 0,3860 R$/kWh, o que gera um desconto 0,2468

R$/kWh em relação a tarifa cheia. Quando analisado o tempo de pagamento do custo do projeto pelo seu fluxo de caixa, observou-se um payback de 6 anos para esta proposta com desconto de 39%, ante 7 anos com desconto de 12% e 8 anos na regulação vigente.

Para avaliar se realmente vale a pena instalar o projeto de GD dessa família com subsídio tarifário, serão analisados na Tabela 19 os indicadores de retorno do investimento.

INDICADORES DE INVESTIMENTO						
ANO	**TIR**	**VPL (1)**	**POUPANÇA (2)**		**RENDA FIXA (3)**	
0	-	-R$ 19.250,00	R$	21.629,30	R$	22.445,50
1	-	-R$ 33.941,70	R$	22.927,06	R$	24.690,05
2	-	-R$ 44.387,90	R$	24.302,68	R$	27.159,06
3	-	-R$ 50.882,62	R$	25.760,84	R$	29.874,96
4	-	-R$ 53.702,23	R$	27.306,49	R$	32.862,46
5	-	-R$ 53.106,44	R$	28.944,88	R$	36.148,70
6	-	-R$ 49.339,27	R$	30.681,58	R$	39.763,57
7	-22,09%	-R$ 42.629,99	R$	32.522,47	R$	43.739,93
8	-9,92%	-R$ 33.193,91	R$	34.473,82	R$	48.113,92
9	-1,75%	-R$ 21.233,26	R$	36.542,25	R$	52.925,31
10	4,01%	-R$ 6.937,91	R$	38.734,78	R$	58.217,85
11	8,20%	R$ 9.513,90	R$	41.058,87	R$	64.039,63
12	11,34%	R$ 27.954,89	R$	43.522,40	R$	70.443,59
13	13,73%	R$ 48.228,07	R$	46.133,75	R$	77.487,95
14	15,58%	R$ 70.186,21	R$	48.901,77	R$	85.236,75
15	17,03%	R$ 93.691,18	R$	51.835,88	R$	93.760,42
16	18,19%	R$ 118.613,48	R$	54.946,03	R$	103.136,47
17	19,11%	R$ 144.831,72	R$	58.242,79	R$	113.450,11
18	19,85%	R$ 172.232,14	R$	61.737,36	R$	124.795,12
19	20,46%	R$ 200.708,15	R$	65.441,60	R$	137.274,64
20	20,96%	R$ 230.159,94	R$	69.368,10	R$	151.002,10
21	21,36%	R$ 260.494,05	R$	73.530,18	R$	166.102,31
22	21,70%	R$ 291.623,01	R$	77.941,99	R$	182.712,54
23	21,98%	R$ 323.464,99	R$	82.618,51	R$	200.983,80
24	22,21%	R$ 355.943,46	R$	87.575,62	R$	221.082,17
25	22,41%	R$ 388.986,86	R$	92.830,16	R$	243.190,39

(1) - Foi utilizada uma taxa de desconto de 6% a.a.

(2) - Considerado o dinheiro do investimento aplicado em 6% a.a.

(3) - Considerado dinheiro do investimento aplicado em 10% a.a.

Tabela 19 – Indicadores de investimento para decidir se os consumidores devem instalar o projeto de GD – simulação com desconto de 39% na tarifa de energia elétrica.

Fonte: Elaboração própria.

De forma parecida com o desconto de 12%, observa-se melhoria significativa em todos os indicadores de retorno financeiro do projeto. No que diz respeito a taxa interna de retorno, a TIR só apresenta uma taxa positiva e maior que o investimento inicial do projeto dado pelo VPL no ano 12. Sobre os investimentos alternativos à GD, a poupança também perde a força a partir do ano 13 e passa valer mais a pena fazer a instalação da microgeração. Sobre os investimentos em renda fixa, considerando uma rentabilidade de 10% ao ano, a partir do ano 15 a microgeração assume posição de destaque com alto retorno garantido na comparação com este tipo de investimento.

4 I FINANCIAMENTO SUBSIDIADO.

Neste item, será proposto o financiamento subsidiado para os consumidores residenciais que desejam instalar a GD. Foi simulado um tipo de financiamento similar aos oferecidos pelo BNDES, com uma taxa de juros de longo prazo (TJLP) no patamar de 0,9% a.a. mais uma taxa de risco do projeto equivalente a 3,57% a.a. e com possibilidade de parcelamento em até 25 anos de projeto.

Nesse sentido, foi utilizado um novo custo de oportunidade para GD, ou seja, ao invés do pagamento pela instalação do projeto ocorrer em uma única parcela no ano 0, foi reduzido o custo de oportunidade em 25 parcelas iguais de R$ 816,20 mais a TJLP de 0,9% a.a. e a taxa de risco de crédito de 3,57% a.a., podendo ser pago com a redução anual da conta de energia elétrica, o que não gera um peso no orçamento da família interessada na microgeração solar.

Dessa forma, a partir dos dados de consumo de energia elétrica da residência vistos na Tabela 13, calculou-se o impacto econômico dessa proposta de financiamento subsidiado para o mercado de microgeração e como será o comportamento do fluxo de caixa, bem como os impactos com relação aos demais investimentos do mercado - vide Tabela 20 a seguir.

DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA						
ANO	PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	CONSUMO FAMÍLIA SEM GD - [R$]	CONSUMO FAMÍLIA COM GD - [R$]	CUSTO DE OPORT. GD - [R$]	NOVO CUSTO DE OPORT. GD - [R$]	FLUXO DE CAIXA [R$]
0	------------------------------	------------------------------	--------------------------------	-R$ 20.405,00	-R$ 1.728,30	-R$ 1.728,30
1	0,6327	R$ 5.420,51	R$ 2.923,61	R$ 2.496,90	R$ 768,60	-R$ 959,71
2	0,6580	R$ 5.693,71	R$ 3.025,35	R$ 2.668,35	R$ 940,05	-R$ 19,66
3	0,6843	R$ 5.980,67	R$ 3.130,64	R$ 2.850,03	R$ 1.121,73	R$ 2.830,37
4	0,7117	R$ 6.282,09	R$ 3.239,58	R$ 3.042,51	R$ 1.314,21	R$ 5.872,88
5	0,7402	R$ 6.598,71	R$ 3.352,32	R$ 3.246,39	R$ 1.518,09	R$ 9.119,28
6	0,7698	R$ 6.931,29	R$ 3.468,98	R$ 3.462,31	R$ 1.734,00	R$ 12.581,58
7	0,8006	R$ 7.280,62	R$ 3.589,70	R$ 3.690,92	R$ 1.962,62	R$ 16.272,50
8	0,8326	R$ 7.647,57	R$ 3.714,62	R$ 3.932,94	R$ 2.204,64	R$ 20.205,45
9	0,8659	R$ 8.033,00	R$ 3.843,89	R$ 4.189,11	R$ 2.460,81	R$ 24.394,56
10	0,9006	R$ 8.437,87	R$ 3.977,66	R$ 4.460,21	R$ 2.731,91	R$ 28.854,77
11	0,9366	R$ 8.863,14	R$ 4.116,08	R$ 4.747,05	R$ 3.018,75	R$ 33.601,82
12	0,9740	R$ 9.309,84	R$ 4.259,32	R$ 5.050,52	R$ 3.322,21	R$ 38.652,34
13	1,0130	R$ 9.779,05	R$ 4.407,55	R$ 5.371,51	R$ 3.643,20	R$ 44.023,85
14	1,0535	R$ 10.271,92	R$ 4.560,93	R$ 5.710,99	R$ 3.982,69	R$ 49.734,84
15	1,0957	R$ 10.789,62	R$ 4.719,65	R$ 6.069,97	R$ 4.341,67	R$ 55.804,81
16	1,1395	R$ 11.333,42	R$ 4.883,89	R$ 6.449,53	R$ 4.721,22	R$ 62.254,34
17	1,1851	R$ 11.904,63	R$ 5.053,85	R$ 6.850,77	R$ 5.122,47	R$ 69.105,11
18	1,2325	R$ 12.504,62	R$ 5.229,73	R$ 7.274,89	R$ 5.546,59	R$ 76.380,01
19	1,2818	R$ 13.134,85	R$ 5.411,72	R$ 7.723,13	R$ 5.994,83	R$ 84.103,14
20	1,3330	R$ 13.796,85	R$ 5.600,05	R$ 8.196,80	R$ 6.468,50	R$ 92.299,94
21	1,3864	R$ 14.492,21	R$ 5.794,93	R$ 8.697,28	R$ 6.968,97	R$ 100.997,21
22	1,4418	R$ 15.222,62	R$ 5.996,59	R$ 9.226,02	R$ 7.497,72	R$ 110.223,24
23	1,4995	R$ 15.989,84	R$ 6.205,28	R$ 9.784,56	R$ 8.056,26	R$ 120.007,80
24	1,5595	R$ 16.795,72	R$ 6.421,22	R$ 10.374,50	R$ 8.646,20	R$ 130.382,30
25	1,6219	R$ 17.642,23	R$ 6.644,68	R$ 10.997,55	R$ 9.269,25	R$ 141.379,85

(1) - Foi utilizada uma taxa de crescimento de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela inflação.

Tabela 20 - Análise de viabilidade técnico-econômica do projeto de geração distribuída fotovoltaica – simulação com financiamento subsidiado.

Fonte: Elaboração própria.

Após a aplicação do parcelamento do projeto em 25 vezes mais juros, subsidiados pelo BNDES, o fluxo de caixa do projeto fica positivo já no período entre o terceiro ano de implementação e o quarto ano de duração do projeto, analisando pela ótica do payback. Como já visto anteriormente, apenas este dado é insuficiente para analisar o retorno do investimento, deve-se analisar a Tabela 21, onde são comparados os indicadores

financeiros TIR e VPL com outros investimentos do mercado.

INDICADORES DE INVESTIMENTO						
ANO	TIR	VPL (1)	POUPANÇA (2)		RENDA FIXA (3)	
0	-	-R$ 1.630,48	R$	21.629,30	R$	22.445,50
1	-	-R$ 2.484,61	R$	22.927,06	R$	24.690,05
2	-	-R$ 2.501,12	R$	24.302,68	R$	27.159,06
3	70,71%	-R$ 259,20	R$	25.760,84	R$	29.874,96
4	42,34%	R$ 4.129,36	R$	27.306,49	R$	32.862,46
5	62,14%	R$ 10.558,09	R$	28.944,88	R$	36.148,70
6	72,46%	R$ 18.925,56	R$	30.681,58	R$	39.763,57
7	78,11%	R$ 29.135,13	R$	32.522,47	R$	43.739,93
8	81,31%	R$ 41.094,71	R$	34.473,82	R$	48.113,92
9	83,16%	R$ 54.716,50	R$	36.542,25	R$	52.925,31
10	84,25%	R$ 69.916,83	R$	38.734,78	R$	58.217,85
11	84,89%	R$ 86.615,91	R$	41.058,87	R$	64.039,63
12	85,27%	R$ 104.737,64	R$	43.522,40	R$	70.443,59
13	85,50%	R$ 124.209,43	R$	46.133,75	R$	77.487,95
14	85,64%	R$ 144.962,04	R$	48.901,77	R$	85.236,75
15	85,72%	R$ 166.929,39	R$	51.835,88	R$	93.760,42
16	85,77%	R$ 190.048,44	R$	54.946,03	R$	103.136,47
17	85,80%	R$ 214.258,99	R$	58.242,79	R$	113.450,11
18	85,82%	R$ 239.503,57	R$	61.737,36	R$	124.795,12
19	85,83%	R$ 265.727,33	R$	65.441,60	R$	137.274,64
20	85,83%	R$ 292.877,86	R$	69.368,10	R$	151.002,10
21	85,84%	R$ 320.905,10	R$	73.530,18	R$	166.102,31
22	85,84%	R$ 349.761,24	R$	77.941,99	R$	182.712,54
23	85,84%	R$ 379.400,59	R$	82.618,51	R$	200.983,80
24	85,84%	R$ 409.779,49	R$	87.575,62	R$	221.082,17
25	85,84%	R$ 440.856,20	R$	92.830,16	R$	243.190,39

(1) - Foi utilizada uma taxa de desconto de 6% a.a.

(2) - Considerado o dinheiro do investimento aplicado em 6% a.a.

(3) - Considerado dinheiro do investimento aplicado em 10% a.a.

Tabela 21 – Indicadores de investimento para decidir se os consumidores devem instalar o projeto de GD – simulação com financiamento subsidiado.

Fonte: Elaboração própria.

Com base nos dados apresentados, fica claro que o projeto tornou-se muito atrativo, apresenta TIR positiva e valor maior que a parcela inicial do projeto definidos pelo VPL já no

ano 4 de sua execução. Na comparação com investimentos de mercado, o projeto de GD supera o retorno da poupança no seu ano 8 de execução, já para os títulos de renda fixa, o retorno do investimento passa a ser superior no ano9 de aplicação da GD. Além disso, cabe destacar que no final da vida útil do projeto, o consumidor possui recursos necessários para a instalação de outro sistema e o retorno previsto com essa tecnologia, supera qualquer rentabilidade financeira do mercado, tendo em vista que no ano 25, há uma TIR maior que 85%a.a.

5 I ISENÇÃO DE IMPOSTOS PARA OS EQUIPAMENTOS.

Como apontado na Tabela 5 desta dissertação, a exclusão do ICMS, dos impostos de importação, do PIS e do COFINS chegam a um patamar de redução em 21% sobre o custo da tecnologia de GD fotovoltaica. Apenas 5 estados brasileiros já possuem esta medida para ICMS: Ceará, Tocantins, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Minas Gerais, contudo ainda não é uma proposta nacional. Com relação ao PIS e COFINS, como apresentado na Tabela 5 também, a isenção já é prevista para os módulos fotovoltaicos, entretanto para inversores de frequências e medidores ainda não há previsão.

Dessa forma, neste item será proposta a isenção desses impostos e redução em 21% no custo da tecnologia para o consumidor final, vale destacar que nestes 21% não há dupla contagem sobre as isenções já existentes para módulos. Assim, o custo inicial do projeto que era de R$ 20.405,00 passou a ser de R$ 16.119,95. O fluxo de caixa do projeto passa a ser pago em 6anos como no cenário base – vide Tabela 22.

DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA										
ANO	PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	CONSUMO FAMÍLIA SEM GD - [R$]		CONSUMO FAMÍLIA COM GD - [R$]		CUSTO DE OPORT. GD - [R$]		FLUXO DE CAIXA [R$]	
0	------------------------	-----------------------		------------------------		-R$	16.119,95	-R$	16.119,95
1	0,6327	R$	5.420,51	R$	2.923,61	R$	2.496,90	-R$	13.623,05
2	0,6580	R$	5.693,71	R$	3.025,35	R$	2.668,35	-R$	10.954,70
3	0,6843	R$	5.980,67	R$	3.130,64	R$	2.850,03	-R$	8.104,67
4	0,7117	R$	6.282,09	R$	3.239,58	R$	3.042,51	-R$	5.062,16
5	0,7402	R$	6.598,71	R$	3.352,32	R$	3.246,39	-R$	1.815,76
6	0,7698	R$	6.931,29	R$	3.468,98	R$	3.462,31	R$	1.646,54
7	0,8006	R$	7.280,62	R$	3.589,70	R$	3.690,92	R$	5.337,46
8	0,8326	R$	7.647,57	R$	3.714,62	R$	3.932,94	R$	9.270,41
9	0,8659	R$	8.033,00	R$	3.843,89	R$	4.189,11	R$	13.459,52
10	0,9006	R$	8.437,87	R$	3.977,66	R$	4.460,21	R$	17.919,73
11	0,9366	R$	8.863,14	R$	4.116,08	R$	4.747,05	R$	22.666,78
12	0,9740	R$	9.309,84	R$	4.259,32	R$	5.050,52	R$	27.717,30

13	1,0130	R$	9.779,05	R$	4.407,55	R$	5.371,51	R$	33.088,81
14	1,0535	R$	10.271,92	R$	4.560,93	R$	5.710,99	R$	38.799,80
15	1,0957	R$	10.789,62	R$	4.719,65	R$	6.069,97	R$	44.869,77
16	1,1395	R$	11.333,42	R$	4.883,89	R$	6.449,53	R$	51.319,30
17	1,1851	R$	11.904,63	R$	5.053,85	R$	6.850,77	R$	58.170,07
18	1,2325	R$	12.504,62	R$	5.229,73	R$	7.274,89	R$	65.444,97
19	1,2818	R$	13.134,85	R$	5.411,72	R$	7.723,13	R$	73.168,10
20	1,3330	R$	13.796,85	R$	5.600,05	R$	8.196,80	R$	81.364,90
21	1,3864	R$	14.492,21	R$	5.794,93	R$	8.697,28	R$	90.062,17
22	1,4418	R$	15.222,62	R$	5.996,59	R$	9.226,02	R$	99.288,20
23	1,4995	R$	15.989,84	R$	6.205,28	R$	9.784,56	R$	109.072,76
24	1,5595	R$	16.795,72	R$	6.421,22	R$	10.374,50	R$	119.447,26
25	1,6219	R$	17.642,23	R$	6.644,68	R$	10.997,55	R$	130.444,81

(1) - Foi utilizada uma taxa de crescimento de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela inflação.

Tabela 22 - Análise de viabilidade técnico-econômica do projeto de geração distribuída fotovoltaica – simulação com isenção de impostos para equipamentos.

Fonte: Elaboração própria.

Após a redução em 21% nos impostos sobre o projeto de geração distribuída, o custo inicial do projeto reduziu, o que melhorou os indicadores de investimento, como pode ser analisado na Tabela 23.

INDICADORES DE INVESTIMENTO						
ANO	**TIR**	**VPL (1)**	**POUPANÇA (2)**		**RENDA FIXA (3)**	
0	-	-R$ 15.207,50	R$	21.629,30	R$	22.445,50
1	-	-R$ 27.331,97	R$	22.927,06	R$	24.690,05
2	-	-R$ 36.529,74	R$	24.302,68	R$	27.159,06
3	-	-R$ 42.949,40	R$	25.760,84	R$	29.874,96
4	-	-R$ 46.732,14	R$	27.306,49	R$	32.862,46
5	-	-R$ 48.012,18	R$	28.944,88	R$	36.148,70
6	-	-R$ 46.917,13	R$	30.681,58	R$	39.763,57
7	-	-R$ 43.568,34	R$	32.522,47	R$	43.739,93
8	-19,49%	-R$ 38.081,20	R$	34.473,82	R$	48.113,92
9	-9,21%	-R$ 30.565,48	R$	36.542,25	R$	52.925,31
10	-2,13%	-R$ 21.125,59	R$	38.734,78	R$	58.217,85
11	2,98%	-R$ 9.860,89	R$	41.058,87	R$	64.039,63
12	6,78%	R$ 3.134,06	R$	43.522,40	R$	70.443,59
13	9,68%	R$ 17.769,28	R$	46.133,75	R$	77.487,95
14	11,94%	R$ 33.959,08	R$	48.901,77	R$	85.236,75

15	13,71%	R$ 51.621,90	R$	51.835,88	R$	93.760,42
16	15,13%	R$ 70.680,06	R$	54.946,03	R$	103.136,47
17	16,27%	R$ 91.059,58	R$	58.242,79	R$	113.450,11
18	17,20%	R$ 112.690,00	R$	61.737,36	R$	124.795,12
19	17,96%	R$ 135.504,15	R$	65.441,60	R$	137.274,64
20	18,59%	R$ 159.438,08	R$	69.368,10	R$	151.002,10
21	19,12%	R$ 184.430,79	R$	73.530,18	R$	166.102,31
22	19,55%	R$ 210.424,17	R$	77.941,99	R$	182.712,54
23	19,92%	R$ 237.362,80	R$	82.618,51	R$	200.983,80
24	20,23%	R$ 265.193,85	R$	87.575,62	R$	221.082,17
25	20,49%	R$ 293.866,93	R$	92.830,16	R$	243.190,39

- Foi utilizada uma taxa de desconto de 6% a.a.

(2) - Considerado o dinheiro do investimento aplicado em 6% a.a.

(3) - Considerado dinheiro do investimento aplicado em 10% a.a.

Tabela 23 – Indicadores de investimento para decidir se os consumidores devem instalar o projeto de GD – simulação com isenção de impostos para equipamentos.

Fonte: Elaboração própria.

O projeto melhorou um pouco na comparação com o cenário base, apresenta TIR positiva e maior que o custo inicial do projeto pelo VPL no ano 14 de execução. Na comparação com os investimentos de mercado, o projeto de GD supera o retorno da poupança no ano 16 de execução, já para os títulos de renda fixa, o retorno do investimento passa a ser superior no ano20 de aplicação do projeto.

6 I IMPACTO DE TODAS AS PROPOSTAS.

Nesta parte do trabalho, será analisado o impacto de todas as propostas realizadas e simuladas, ou seja, se todos os mecanismos fossem agrupados em um único projeto, como ficaria o resultado baseado em um pacote de medidas. Vale destacar que nesta análise foi adicionada a tarifa com desconto de 12% dos tributos, justamente para avaliar como seria com o menor cenário.

Considerando os mesmos dados de consumo de energia das famílias e geração de GD na Tabela 13, obtém-se na Tabela 24 os resultados econômicos.

DADOS ECONÔMICOS DO PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA							
ANO	PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	NOVO PREÇO DA ENERGIA [R$/kWh] (1)	CONSUMO FAMÍLIA SEM GD - [R$]	CONSUMO FAMÍLIA COM GD - [R$]	CUSTO DE OPORT. GD - [R$]	NOVO CUSTO DE OPORT. GD - [R$]	FLUXO DE CAIXA [R$]
0	--------------------	--------------------	--------------------	-----------------------	-R$ 16.119,95	-R$ 1.365,36	-R$ 644,80
1	0,6327	0,5568	R$ 5.420,51	R$ 2.572,78	R$ 2.847,73	R$ 1.482,37	R$ 2.202,93
2	0,6580	0,5791	R$ 5.693,71	R$ 2.662,31	R$ 3.031,39	R$ 1.666,03	R$ 5.234,33
3	0,6843	0,6022	R$ 5.980,67	R$ 2.754,96	R$ 3.225,71	R$ 1.860,35	R$ 8.460,04
4	0,7117	0,6263	R$ 6.282,09	R$ 2.850,83	R$ 3.431,26	R$ 2.065,90	R$ 11.891,30
5	0,7402	0,6514	R$ 6.598,71	R$ 2.950,04	R$ 3.648,67	R$ 2.283,31	R$ 15.539,97
6	0,7698	0,6774	R$ 6.931,29	R$ 3.052,70	R$ 3.878,58	R$ 2.513,22	R$ 19.418,55
7	0,8006	0,7045	R$ 7.280,62	R$ 3.158,94	R$ 4.121,69	R$ 2.756,33	R$ 23.540,24
8	0,8326	0,7327	R$ 7.647,57	R$ 3.268,87	R$ 4.378,70	R$ 3.013,34	R$ 27.918,94
9	0,8659	0,7620	R$ 8.033,00	R$ 3.382,63	R$ 4.650,38	R$ 3.285,02	R$ 32.569,32
10	0,9006	0,7925	R$ 8.437,87	R$ 3.500,34	R$ 4.937,53	R$ 3.572,17	R$ 37.506,85
11	0,9366	0,8242	R$ 8.863,14	R$ 3.622,15	R$ 5.240,98	R$ 3.875,62	R$ 42.747,83
12	0,9740	0,8572	R$ 9.309,84	R$ 3.748,20	R$ 5.561,64	R$ 4.196,28	R$ 48.309,47
13	1,0130	0,8914	R$ 9.779,05	R$ 3.878,64	R$ 5.900,41	R$ 4.535,05	R$ 54.209,88
14	1,0535	0,9271	R$ 10.271,92	R$ 4.013,62	R$ 6.258,30	R$ 4.892,94	R$ 60.468,18
15	1,0957	0,9642	R$ 10.789,62	R$ 4.153,29	R$ 6.636,33	R$ 5.270,97	R$ 67.104,51
16	1,1395	1,0028	R$ 11.333,42	R$ 4.297,83	R$ 7.035,60	R$ 5.670,24	R$ 74.140,11
17	1,1851	1,0429	R$ 11.904,63	R$ 4.447,39	R$ 7.457,24	R$ 6.091,88	R$ 81.597,34
18	1,2325	1,0846	R$ 12.504,62	R$ 4.602,16	R$ 7.902,46	R$ 6.537,10	R$ 89.499,80
19	1,2818	1,1280	R$ 13.134,85	R$ 4.762,31	R$ 8.372,54	R$ 7.007,18	R$ 97.872,34
20	1,3330	1,1731	R$ 13.796,85	R$ 4.928,04	R$ 8.868,80	R$ 7.503,44	R$ 106.741,14
21	1,3864	1,2200	R$ 14.492,21	R$ 5.099,54	R$ 9.392,67	R$ 8.027,31	R$ 116.133,81
22	1,4418	1,2688	R$ 15.222,62	R$ 5.277,00	R$ 9.945,61	R$ 8.580,25	R$ 126.079,43
23	1,4995	1,3196	R$ 15.989,84	R$ 5.460,64	R$ 10.529,19	R$ 9.163,83	R$ 136.608,62
24	1,5595	1,3723	R$ 16.795,72	R$ 5.650,67	R$ 11.145,05	R$ 9.779,69	R$ 147.753,67
25	1,6219	1,4272	R$ 17.642,23	R$ 5.847,32	R$ 11.794,91	R$ 10.429,55	R$ 159.548,58

(1)- Foi utilizada uma taxa de crescimento de 0,4% no preço da energia como forma de reajuste pela inflação.

Tabela 24 - Análise de viabilidade técnico-econômica do projeto de geração distribuída fotovoltaica – simulação com todas as propostas

Fonte: Elaboração própria.

Foi utilizada a tarifa de energia elétrica proposta no item 4.4 com isenção de 12%, referente a parcela de tributos, entre os descontos analisados de 12% e de 39%, foi escolhido o com menor valor para analisar como seria o comportamento do impacto total com a menor dedução possível. Além disso, foi realizada a isenção de impostos prevista no item 4.6 para os equipamentos de instalação da GD fotovoltaica, o que contribuiu para uma redução de 21% sobre o custo total do projeto. De forma a colaborar com o fluxo de caixa

dos consumidores, foi inserido também um novo custo de oportunidade com a instalação da GD, onde há possibilidade de financiamento do valor total do projeto em 25 vezes e com taxa de juros diferenciadas, como simulado no item 4.5 deste capítulo. Com essas medidas, existe apenas um desembolso financeiro de R$ 1.365,36 do consumidor no ano de instalação da tecnologia, o restante é amortizado ao longo dos benefícios oriundos do projeto, podendo a família arcar com um custo baixo anualmente.

INDICADORES DE INVESTIMENTO						
ANO	TIR	VPL (1)	POUPANÇA (2)		RENDA FIXA (3)	
0	-	-R$ 608,30	R$	21.629,30	R$	22.445,50
1	241,65%	R$ 1.352,30	R$	22.927,06	R$	24.690,05
2	403,03%	R$ 5.747,15	R$	24.302,68	R$	27.159,06
3	437,91%	R$ 12.448,29	R$	25.760,84	R$	29.874,96
4	445,78%	R$ 21.334,16	R$	27.306,49	R$	32.862,46
5	447,57%	R$ 32.289,22	R$	28.944,88	R$	36.148,70
6	447,97%	R$ 45.203,67	R$	30.681,58	R$	39.763,57
7	448,06%	R$ 59.973,11	R$	32.522,47	R$	43.739,93
8	448,08%	R$ 76.498,29	R$	34.473,82	R$	48.113,92
9	448,09%	R$ 94.684,82	R$	36.542,25	R$	52.925,31
10	448,09%	R$ 114.442,96	R$	38.734,78	R$	58.217,85
11	448,09%	R$ 135.687,32	R$	41.058,87	R$	64.039,63
12	448,09%	R$ 158.336,68	R$	43.522,40	R$	70.443,59
13	448,09%	R$ 182.313,77	R$	46.133,75	R$	77.487,95
14	448,09%	R$ 207.545,03	R$	48.901,77	R$	85.236,75
15	448,09%	R$ 233.960,47	R$	51.835,88	R$	93.760,42
16	448,09%	R$ 261.493,47	R$	54.946,03	R$	103.136,47
17	448,09%	R$ 290.080,59	R$	58.242,79	R$	113.450,11
18	448,09%	R$ 319.661,44	R$	61.737,36	R$	124.795,12
19	448,09%	R$ 350.178,50	R$	65.441,60	R$	137.274,64
20	448,09%	R$ 381.576,98	R$	69.368,10	R$	151.002,10
21	448,09%	R$ 413.804,71	R$	73.530,18	R$	166.102,31
22	448,09%	R$ 446.811,96	R$	77.941,99	R$	182.712,54
23	448,09%	R$ 480.551,35	R$	82.618,51	R$	200.983,80
24	448,09%	R$ 514.977,76	R$	87.575,62	R$	221.082,17
25	448,09%	R$ 550.048,14	R$	92.830,16	R$	243.190,39

(1) - Foi utilizada uma taxa de desconto de 6% a.a.

(2) - Considerado o dinheiro do investimento aplicado em 6% a.a.

(3) - Considerado dinheiro do investimento aplicado em 10% a.a.

Tabela 25 – Indicadores de investimento para decidir se os consumidores devem instalar o projeto de GD – simulação com todas as propostas.

Fonte: Elaboração própria.

Assim na Tabela 25, logo no ano 1 do projeto já pode-se verificar retorno positivo para a TIR e o VPL do projeto neste mesmo ano é praticamente igual ao pagamento da primeira parcela do projeto desembolsada pelo consumidor. Com relação aos investimentos de mercado, o projeto passa a ser mais vantajoso que a poupança e renda fixa, respectivamente nos anos 5 e 6.

Além disso, a partir desses dados pode-se elaborar um resumo com o impacto de todas as propostas para promover a GD no Brasil e qual das diversas propostas agrupadas em um pacote único de incentivo. Na Tabela 26 a seguir, estão apresentados de forma resumida o tempo de retorno para cada proposta do capítulo 4, assim, fica de forma mais clara e exemplificada que o financiamento subsidiado é a melhor opção, seguido da nova tarifa de energia para consumidores com GD em 39% de desconto e por último a isenção de impostos nos componentes da instalação do projeto, junto da tarifa com desconto de 12% referente a tributos.

ANOS DE RETORNO DO PROJETO PARA CADA INDICADOR FINANCEIRO						
PROPOSTAS	**PAYBACK**	**TIR**	**VPL**	**POUPANÇA**	**RENDA FIXA**	**MÉDIA DO PROJETO**
CENÁRIO BASE - MODELO VIGENTE	8	16	16	19	INVIÁVEL	**15**
TARIFA DIFERENCIADA - 12% DESCONTO	7	15	15	17	23	**15**
TARIFA DIFERENCIADA - 39% DESCONTO	6	12	12	13	15	**12**
ISENÇÃO DE IMPOSTOS NA INSTALAÇÃO	7	14	14	15	20	**14**
FINANCIAMENTO SUBSIDIADO	4	4	4	8	9	**6**
TODAS AS PROPOSTAS JUNTAS	1	1	1	5	6	**3**

Tabela 26 – Anos de retorno do projeto de Geração Distribuída Fotovoltaica para cada indicador financeiro analisado dada a proposta simulada.

Fonte: Elaboração própria.

Com a Tabela 26, ficou evidente que o projeto de GD necessita de um prazo maior para maturação, principalmente porque o tempo de vida útil do projeto pode ser considerado entre 25 a 30 anos em média. Assim, um dos entraves para este investimento está na taxa de juros do país. De acordo com o Banco Mundial (2015) o Brasil possui a segunda maior taxa de juros do mundo, logo investimentos em renda fixa por exemplo, que não incorrem em tantos riscos, tornam-se mais atrativos muitas vezes durante alguns anos.

Na Tabela 27 a seguir, foram adicionados os retornos financeiros para cada indicador de desempenho do projeto no último ano de análise do fluxo de caixa. Com essas

informações, percebe-se que no cenário base com o modelo vigente, o VPL é inferior ao investimento de renda fixa ao longo dos 25 anos de aplicação. Todas as outras propostas são mais competitivas, verificou-se também que uma tarifa de energia diferenciada com desconto de 12% e 29% alterou a TIR de 17,9% para 22,4%, um aumento de 4,5 pontos percentuais. Essa diferença parece elevada, porém ao analisar a proposta que teve o melhor desempenho na simulação, financiamento subsidiado, a TIR do projeto alcança um patamar de 85,84%, valor muito superior às demais propostas.

RETORNO DO PROJETO PARA CADA INDICADOR FINANCEIRO				
PROPOSTAS	**TIR**	**VPL**	**POUPANÇA**	**RENDA FIXA**
CENÁRIO BASE - MODELO VIGENTE	15,65%	R$ 192.630,71	**R$ 92.830,16**	**R$ 243.190,39**
TARIFA DIFERENCIADA - 12% DESCONTO	17,90%	R$ 253.047,98		
TARIFA DIFERENCIADA - 39% DESCONTO	22,41%	R$ 388.986,86		
ISENÇÃO DE IMPOSTOS NA INSTALAÇÃO	20,49%	R$ 293.866,93		
FINANCIAMENTO SUBSIDIADO	85,84%	R$ 440.856,20		
TODAS AS PROPOSTAS JUNTAS	**448,09%**	**R$ 550.048,14**		

Tabela 27–Retorno do projeto de Geração Distribuída Fotovoltaica para cada indicador financeiro analisado para o 25° ano de projeto.

Fonte: Elaboração própria.

Assim, vale destacar que mesmo com máximo de desconto possível na tarifa de energia elétrica, esse mecanismo não é o melhor a ser adotado e ainda gera perda de receita tributária por parte dos estados.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com base no referencial discutido e nas análises realizadas ao longo dos capítulos desta dissertação, pode-se constatar que o Brasil está atrasado no processo de investimento em geração distribuída quando comparado a seus pares no cenário mundial, apesar da característica estratégica dessa indústria para o país devido às favoráveis condições climáticas e ao potencial de interação entre as diversas cadeias produtivas da indústria nacional.

Essa baixa penetração da GD no Brasil pode ser explicada pelo fato que inicialmente, apenas sistemas isolados eram contemplados com esta tecnologia, uma vez que não são atendidos pela rede distribuidora de energia elétrica. Todavia, sabendo da expansão internacional desta tecnologia para utilizá-la junto a rede distribuidora, como forma de armazená-la no próprio sistema elétrico e evitar os custos com baterias, o Brasil iniciou mudanças regulatórias e destaca-se a recente resolução normativa 482 da ANEEL que introduziu em 2012 o sistema de compensação nas faturas de energia – vide conceito do net metering no capítulo 3 – e a adoção de procedimentos mais simplificados para o acesso à rede pelo PRODIST.

O Brasil apresenta um alto potencial de energia solar fotovoltaica a ser desenvolvido, como foi apresentado no capítulo 2 desta dissertação. Pode-se dizer que ainda há muitas oportunidades para este tipo de geração, principalmente porque apenas 145 famílias estão conectadas a rede no Brasil após a publicação da resolução 482 da ANEEL e tendo em vista que, inicialmente, será disseminada apenas para 11% dos domicílios urbanos, situados na faixa de renda entre 10 salários mínimos e mais de 30 salários mínimos. Assim, estima-se que a microgeração solar distribuída dessa pequena parcela da população poderá ser responsável por 24.447 GWh por ano, este dado equivale a 19,8% do total inserido por termoelétricas convencionais no SIN em 2014 e também a 31,8% do total gerado pela usina de Itaipu para o sistema elétrico no mesmo período.

Contudo, como foi verificado no capítulo 2, umas das consequências dessa resolução foi a grande entrada de materiais e equipamentos internacionais para o mercado de GD. Logo, pode-se dizer que esta resolução contribuiu para crescimento das importações de equipamentos, dado os preços mais competitivos em relação à indústria nacional, o que gera um efeito negativo para a balança comercial brasileira e não aproveita sinergia com outras indústrias locais. Este é um dos efeitos adversos que pode ser apontado quando somente há presença de um modelo de crescimento baseado nas forças do mercado, constituindo um cenário no qual não há relação entre transferência e desenvolvimento tecnológico, novos postos de trabalho e impacto nos multiplicadores da renda nacional com base na nova atividade econômica.

Sabendo disso, tornou-se necessário posicionar o Brasil com os demais países e realizar uma análise do contexto internacional, como foi feita no capítulo 3. Assim, pode-se

dizer que a projeção da capacidade instalada brasileira e participação da GD em relação ao total gerado pelo país ainda é muito baixa, frente ao cenário mundial. Na comparação com o resto do mundo, podem ser citadas algumas diferenças que nos colocam menos competitivo para desenvolvimento dos projetos de GD fotovoltaicos, são elas:

a) Matriz energética renovável: enquanto o Brasil já possui uma matriz energética mais renovável, o resto do mundo ainda depende muito dos combustíveis fósseis e hoje o cenário internacional caminha pela transição para uma economia de baixo carbono e baseada em energias mais limpas, isso tudo por conta de problemas geopolíticos, questões ambientais e escassez de recursos naturais.

b) Economia e Negócios: o Brasil possui uma das maiores taxas de juros do mundo, o que acaba por inviabilizar investimentos altos e que possuem um longo payback para amortizar esse capital. O mesmo já não ocorre nos países da Europa, altas tarifas de energia e países com uma taxa de juros em torno de 0,25% a.a. incentivaram a realização desse investimento.

Pôde ser observado também que os países analisados, Chile, Estados Unidos, Espanha, Índia, Itália e Japão além do estabelecimento do net-metering semelhante ao Brasil, junto desta medida adotaram políticas de metas para a introdução da microgeração distribuída no país, opções de financiamento subsidiado para a tecnologia, investimento em redes mais modernas e inteligentes, capacitação da mão-de-obra e tarifas diferenciadas para as residências que optaram pela microgeração. Cabe destacar ainda que a Índia, país tão emergente quanto o Brasil, apresenta mais políticas e instrumentos de promoção a GD em seu território.

Dessa forma, para viabilizar a geração distribuída fotovoltaica para o consumidor final, esta dissertação sugere a adoção das propostas do capítulo 4, já que apenas o sistema de compensação na conta de energia elétrica resultante da medida provisória 482 produz um horizonte de retorno bastante longo ou inviável quando comparado ao investimento em renda fixa – vide Tabela 26. As três medidas sugeridas – nova tarifa de energia elétrica, financiamento subsidiado e isenção de impostos na instalação - já foram viabilizadas em diversos países, como observado no capítulo 3. Para testar a efetividade dessas medidas, o capítulo 4 mostrou que todas contribuem para a diminuição do tempo de retorno do projeto de uma média baseada em 15 anos no cenário atual para 3 anos com o uso conjunto de todos os instrumentos, conforme Tabela 26.

A partir das simulações realizadas no capítulo 4, percebeu-se que a proposta mais importante para o fomento da microgeração distribuída está na disponibilização de linhas subsidiadas de financiamento voltadas diretamente para esta modalidade devido ao significativo decréscimo gerado pela aplicação dessa medida no tempo de retorno do projeto. Recomenda-se, então, a adoção por parte do sistema bancário como um todo e da Sociedade Brasileira de Poupança e Empréstimo (SBPE), com liderança da Caixa Econômica Federal (CEF) ou até mesmo linhas de crédito específicas à aquisição de

sistemas fotovoltaicos por parte de empresas comercializadoras ou consumidores diretos, bem como atuação do BNDES nesse sentido, dado o longo tempo de vida útil e o preço relativamente elevado desses projetos. Nesse sentido, estes órgãos públicos poderiam atuar com uma taxa de juros de longo prazo, com valores mais atrativos e que favoreçam a instalação do projeto.

Outra forma de financiamento desse tipo de projeto poderá ser direcionado pela própria agência reguladora ANEEL com projetos de P&D estratégicos, onde são realizadas chamadas por audiências públicas e as empresas do setor elétrico são convidadas a participar financiando ou executando projetos de pesquisa. O acompanhamento da execução de cada projeto estratégico é realizado por meio de reuniões periódicas convocadas pela ANEEL, com participação das entidades intervenientes, empresa proponente e cooperadas e entidades executoras, ou, ainda, pela apresentação de seminários e workshops sobre o tema do projeto, para apresentação de resultados parciais e final de cada projeto. Dessa forma, a ANEEL poderia lançar um edital para realizar um estudo de viabilidade e implementar esses mecanismos de promoção da GD no Brasil.

Além dessas formas de financiamento, entre os mecanismos simulados no capítulo 4, o desconto de 39% ficou em segundo como proposta mais importante de viabilização de um modelo comercial para geração distribuída na ótica do consumidor residencial. Todavia, ao analisar o desconto na tarifa de energia elétrica no patamar de 12%, percebe-se que o resultado não é tão diferente, ou seja, o tempo médio de retorno analisando todos os indicadores financeiros varia de 3 anos. Na comparação entre o empréstimo subsidiado e a tarifa com desconto de 39%, a diferença no tempo médio de retorno do projeto com base nos indicadores financeiros está em 6 anos – vide tabela 26. Este fato é importante para direcionar as políticas públicas brasileiras para quais mecanismos devem ser prioritários no estímulo à microgeração fotovoltaica residencial, principalmente no cenário atual em que o governo está atuando com políticas contracionistas e as medidas de redução de impostos pesariam no orçamento dos Estados e Municípios. Logo, a partir de uma análise de impacto entre a isenção de impostos no patamar de 12% e 39% que é o valor máximo, conclui-se que não há tanta diferença em estimular uma tarifa mais barata para os consumidores que optarem pela GD, o fator com impacto mais positivo sobre a decisão de investimento do consumidor está nas formas de financiamento.

Assim, as medidas de estímulo do capítulo 4, revelam que o desenvolvimento da indústria nacional de geração distribuída baseado unicamente em forças de mercado não tem sido suficiente para aumentar a velocidade de adoção dessa modalidade dentro da matriz energética brasileira. Portanto, fica evidente a importância de se constituir e fomentar um ambiente regulatório e comercial mais favorável à penetração da microgeração fotovoltaica em residências e a necessidade de atuação do governo junto à iniciativa privada através da criação de programas incentivadores que visem apoiar a penetração dessa tecnologia entre os consumidores.

Como a alta taxa de juros brasileira contribui para inviabilizar esse tipo de investimento, fundos de investimento globais já começam a direcionar atenção para este mercado no Brasil, principalmente no cenário de elevação das tarifas de energia elétrica. Outro ponto diz respeito a própria legislação brasileira, somente em 2012 foi elaborada a primeira resolução sobre o assunto pela ANEEL, os impactos da sua aplicação no setor elétrico ainda não puderam ser observados de fato em dois anos, principalmente, pelo desconhecimento da própria resolução por grande parte dos consumidores.

Com base nesta dissertação de mestrado e propostas do capítulo 4, há possibilidade do desenvolvimento de diversos estudos relacionados ao tema, entre eles destaque para:

a) Nova modalidade de eficiência energética através da geração distribuída a partir de fontes renováveis. Este estudo tem como base o desenvolvimento de um novo conceito de eficiência energética para as residências que são autoprodutoras e não dependem da matriz energética do país.

b) Como a EPE (2014) prevê que até 8,7% do Sistema Interligado Nacional poderá ser composto por Geração Distribuída em 2050, qual o impacto da entrada deste valor para a distribuição e transmissão de energia no setor elétrico brasileiro.

c) A partir desta dissertação de mestrado, poderá ser estudado qual o impacto para as distribuidoras, no que diz respeito à tarifa de energia elétrica, quando ocorrer aumento significativo do número de domicílios que são autogeradores.

REFERÊNCIAS

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. ***Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira.*** Brasília, 2012.

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica. ***Informações do Site***. Brasil, 2014. Disponível em www.abradee.com.br. Acessado em 02 de dezembro de 2014.

ABREU, Y. V. ***A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas***. Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1999.

ACKERMANN, T.; ANDERSON, G.; SÖDER, L. ***Distributed Generation: A Definition***. Electric Power Systems Research, vol. 57, pag. [195-204], 2001.

ALICEWEB – Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior via Internet do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. ***Dados de importação***. Brasil, 2015.

AMPLA. ***Taxas e Tarifas.*** Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <www.ampla.com>. Acessado em 10 de outubro de 2014.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. ***Pesquisa referente a microgeração distribuída a partir da resolução normativa 482***. Brasília, 2014a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. ***Informações do Site***. Brasília, 2014b.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. ***Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 que trata do sistema de compensação de energia elétrica para geração distribuída.*** Diário Oficial Da União. Seção 1, n. 76, pag. 53, Brasília, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. ***Resolução Normativa n. 228 de 25/07/2006 que trata das certificações de centrais geradoras termelétricas***. Diário Oficial da União de 01/08/2006, Brasília, 2006.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. ***Resolução Normativa Nº 112, de 18/05/1999 que trata dos requisitos necessários*** à ***obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia***. Diário Oficial da União de 19/05/1999, Brasília, 1999.

BANCO MUNDIAL. ***As taxas de juros mundiais***. EUA, 2015. Disponível em: <http://data.worldbank.org>. Acessado em 13 de dezembro de 2014.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. ***Informações do Site.*** Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: www.bndes.gov.br. Acessado em 02 de dezembro de 2014.

BRASIL. ***Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996***. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bdec19962003.pdf>. Acessado em 02 de maio de 2014.

BRASIL. ***Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004***. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>. Acessado em 10 de dezembro de 2014.

BRASIL. ***Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009***. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/045/apresentacao/abraget_ e_apine.pdf>. Acessado em 10 de dezembro de 2014.

BRASIL. ***Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas***. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2009.

BROWN, S.; SIBLEY, D. ***The Theory of Public Pricing.*** Cambridge University, Cambridge, 1986.

BYRNES, L., BROWN C., FOSTER, J., et al., ***Australian renewable energy policy: Barriers and challenges.*** Renewable Energy, v. 60, p. [711–721], 2013.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. ***Alternativas Energéticas – Uma visão CEMIG.*** Uma publicação da empresa CEMIG, Belo Horizonte, 2012.

COGENRIO - Associação Fluminense de Cogeração de Energia. ***O Que é Geração Distribuída.*** Disponível em: <http://www.cogenrio.com.br/Prod/OQueEGeracaoDistribuida. aspx>. Acessado em 20 de setembro de 2014.

CORRÊA NETO, V. ***Análise de viabilidade da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural.*** Dissertação de Mestrado em Ciências em Planejamento Energético. Programas de Pós Graduação de Engenharia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, março, 2001.

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. ***Publicação de liminar assinada pelo Juiz Ricardo Galbiati em 20 de agosto de 2013***. Brasília, 2013.

EL HAGE, F. S., FERRAZ, L. P., & DELGADO, M. A. ***A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica***. Brasília: Synergia, 2011.

ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S. A. ***Informações do Site***. Brasil, 2014. Disponível em: <www.eletrobras.com>. Acessado em 02 de dezembro de 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. ***PDE 2021 – Plano Decenal de Expansão de Energia.*** Rio de Janeiro, janeiro de 2013.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. ***PNE 2050 – Plano Nacional de Expansão de Energia.*** Rio de Janeiro, 2014.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association. ***Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016.*** Bélgica, 2012.

ERWES, H., FORLI, C., FILHO, R.D. ***Condições de Importação e Equipamentos de Mini e Microgeração Distribuída Fotovoltaica no Brasil***. Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha. Rio de Janeiro, 2012.

FALCÃO, D. ***Smart Grids e Microredes: O futuro já é presente.*** Apresentação no VIII SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, 2009.

GONÇALVES, L. F. ***Contribuição para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída.*** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2004.

GREENPEACE. ***Os brasileiros diante da microgeração de energia renovável.*** Brasil, 2013.

HADDAD, J. A., LORA, E. E. S. ***Geração Distribuída: Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais.*** 1ª edição, editora Interciência, São Paulo, 2006.

HINRICHS, R.A. et al. ***Energia e Meio Ambiente.*** Editora Cengage Learning. Tradução da 4a edição dos EUA, São Paulo, 2011.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. ***Banco de dados do Censo 2010***. Brasil, 2010.

IEDI/FGV. ***Políticas para promoção da economia verde: A experiência internacional e o Brasil.*** Instituto de estudos para o desenvolvimento industrial, São Paulo, 2010.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. ***Informações do Site***. Rio de Janeiro, 2014.

KOMOR, P. ***Renewable energy policy.***Ed. iUniverse, Inc., New York, United States, 2004.

LÉVÊQUE, F. ***Transport Pricing of Electricity Networks.*** Dordretch, Kluwer Academic Publishers, 2003.

MACROPLAN. ***Queda das tarifas para energia elétrica e renovação das concessões: superado um gargalo?*** Atualidades Prospectivas Macroplan, Rio de Janeiro, agosto de 2012. Disponível em <www.macroplan.com.br>. Acessado em 10 de novembro de 2014.

MALFA, E. ***ABB on Sustainable Energy Markets***. Università di Brescia, Italy, 2002

NAVIGANT CONSULTING. ***The Effects of Time-of-Use Rates on Residential Electricity Consumption.*** Ontario Energy Board, Toronto, 2010.

NELSON, T., SIMSHAUSER, P., KELLEY S. ***Australian residential solar feed-in tariffs: Industry stimulus or regressive form of taxation.*** Economic Analysis & Policy, v. 41, n.2, pag. [113-129], september, 2011.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. ***Procedimentos de Rede - Submódulo 26.2: Critérios para classificação da modalidade de operação de 124 usinas.*** Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submodulo_26.2.pdf>. Acessado em 25 de outubro de 2014.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. ***Séries Históricas***. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acessado em 15 de janeiro de 2015.

PINHEIRO, Giorgina; NUNES, Marcus V.; RENDEIRO, Gonçalo; PINHO, João T. ***Qualidade de energia na geração distribuída - caso de usina a biomassa***. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica. Belém, Pará, agosto de 2005.

PPE – Programa de Planejamento Energético; COPPE - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia; LIMA – Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente. ***Micro e Minigeração de energia com fontes renováveis no estado do Acre***, Rio de Janeiro, 2014.

PROCEL, Programa Nacional de Conservação da Energia Elétrica. ***Resultados do Procel.*** Ano base 2010, Rio de Janeiro, 2011.

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. ***Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição - Seção 3.7: Acesso de micro e minigeração distribuída.*** Brasília, DF, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo3_Revisao_5_ Retificação_1.pdf.>Aces sado em 10 de janeiro de 2015.

RADIASOL. ***Software para desenvolvimento de projetos solares***. Laboratório de Energia Solar da UFRGS, Rio Grande do Sul, 2014. Disponível em <http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>. Acessado em 12 de dezembro de 2014.

REN21 - RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY–REN21. ***Renewables Interactive Map***. França, 2013. Disponível em: <http://map.ren21.net/>. Acessado em 03 de maio de 2014.

REN21 - RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY - REN21.***Renewable 2014: Global Status Report.*** França, 2014. Disponível em: <http://map.ren21.net/>. Acessado em 03 de janeiro de 2015.

RENESES, J., & GÓMEZ, T. ***Electricity Tariff Design for Transition Economies Application to the Libyan Power System.*** Energy Economics 33, pag. [33-43], 2011.

RIBEIRO, Paulo; FERREIRA, Flávia; MEDEIROS, Fábio. ***Geração distribuída e impacto na qualidade de energia. Tópico: Qualidade da Energia em Sistemas com Geração Distribuída***. VI SBQEE - Seminário Brasileiro Sobre Qualidade da Energia Elétrica. Belém – PA, 21 a 24 ago. 2005.

RODRIGUES, Flávia F. C.; BORGES, Carmem L. T; FALCÃO, Djalma M. ***Programação da Contratação de Energia Considerando Geração Distribuída e Incertezas na Previsão de Demanda***. Revista Controle & Automação. Volume 18, nº. 3, referente aos meses de julho, agosto e setembro, 2007.

RODRÍGUEZ, C. ***Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados*** à ***Rede.*** Campinas: Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 118p, 2002.

SOLAR ENERGY. ***Preço dos sistemas fotovoltaicos de acordo com a potência instalada***. EUA, 2014.

VANDERLEI AFFONSO MARTINS: Economista pela Universidade Federal Fluminense. Mestre e Doutor em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Possui experiência na gestão dos programas de P&D, regulação do setor elétrico e gás natural, fontes de energia renováveis e programas de eficiência energética. Trabalha com análises de viabilidade econômica de projetos, modelos de avaliação de políticas públicas e avaliação de projetos governamentais, construção de cenários de oferta e demanda de energia através de modelos bottom-up/top-down e estudos relacionados aos temas: smart grids, pobreza energética, economia da energia, regulação do setor elétrico, impactos econômicos das fontes renováveis no Brasil e mudanças climáticas.

POTENCIAL DE
POLÍTICAS PÚBLICAS
NA VIABILIDADE DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
NO BRASIL



www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br
@atenaeditora
www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena Editora
Ano 2023

POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL



www.atenaeditora.com.br

contato@atenaeditora.com.br

@atenaeditora

www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena Editora

Ano 2023